# fin PRÊT

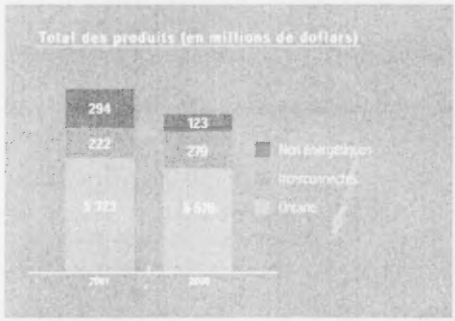
RAPPORT ANNUEL 2001

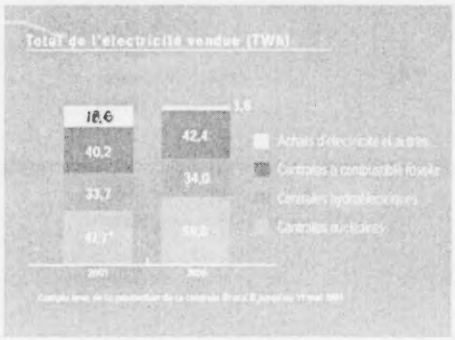
ONTARIO POWER GENERATION

103-06803/

# POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS ET D'EXPLOITATION

| *(en millions de dollars, sauf indication contraire)* | **2001** | retraité 2000 |
|---|---|---|
| **Points saillants des résultats financiers** | | |
| Produits | **6 239** | 5 978 |
| Bénéfice d'exploitation | **357** | 1 019 |
| Bénéfice net | **152** | 490 |
| Bénéfice avant les intérêts, les impôts et taxes et l'amortissement (BAIIA)[1] | **1 282** | 1 829 |
| Résultat par action ($) | **0,59** | 1,91 |
| Dépenses en immobilisations | **739** | 585 |
| **Aux 31 décembre :** | | |
| Total de l'actif | **16 686** | 16 632 |
| Dette à long terme | **3 015** | 3 219 |
| Avoir de l'actionnaire | **5 470** | 5 693 |
| **Points saillants des résultats d'exploitation** | | |
| Production d'électricité (TWh) | **121,6** | 136,2 |
| Achats d'électricité et autres (TWh) | **18,6** | 3,6 |
| **Électricité vendue** (TWh) | **140,2** | 139,8 |




## Données financières trimestrielles

*(non vérifiées, en millions de dollars, sauf indication contraire)*

| | 2001 retraité | | | | 2000 retraité | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **4T** | **3T** | **2T** | **1T** | **4T** | **3T** | **2T** | **1T** |
| Produits | 1 558 $ | 1 635 $ | 1 507 $ | 1 539 $ | 1 526 $ | 1 568 $ | 1 399 $ | 1 485 $ |
| Bénéfice net | (48) $ | 81 $ | 17 $ | 102 $ | 33 $ | 169 $ | 130 $ | 158 $ |
| Résultat par action ordinaire de base et dilué | (0,19) | $0,32 | $0,07 $ | 0,40 $ | 0,13 $ | 0,66 $ | 0,51 $ | 0,62 $ |

[1]Le BAIIA représente le bénéfice d'exploitation avant la dotation aux amortissements, l'impôt sur le capital et les frais de restructuration.

**Définitions**

Un mégawatt (MW) représente un million de watts. Les mégawatts servent à mesurer la demande en électricité à un moment précis. La demande record en électricité en Ontario a atteint 25 269 MW, le 8 août 2001.

Un kilowatt représente 1 000 watts; un gigawatt correspond à un milliard de watts; et un térawatt signifie un billion de watts.

Un kilowattheure (kWh) mesure la consommation d'électricité par les clients. Un kWh représente l'énergie électrique consommée par 10 ampoules de 100 watts durant une heure. En Ontario, un ménage moyen consomme environ 1 000 kWh par mois.

Un mégawattheure (MWh) équivaut à 1 000 kWh; un gigawattheure (GWh) représente un million de kWh; et un térawattheure correspond à un milliard de kWh.

# PROFIL DE L'ENTREPRISE

Ontario Power Generation Inc. (OPG) est une entreprise établie en Ontario dont la principale activité est la production et la vente d'électricité. L'objectif de OPG est d'être une société énergétique de premier plan en Amérique du Nord qui œuvre de façon responsable, transparente et sécuritaire pour l'environnement. Nos activités s'articulent autour de la production de sources fiables d'électricité à partir de nos centrales concurrentielles, de la négociation en électricité et des ventes d'énergie commerciale.

Au 31 décembre 2001, le portefeuille de production d'électricité de OPG comprenait trois centrales nucléaires, six centrales à combustible fossile et 40 centrales hydroélectriques ainsi qu'un portefeuille de production écologique formé de 29 centrales hydroélectriques de petite taille et de deux centrales éoliennes. La centrale nucléaire Pickering A a été temporairement inutilisée.

La capacité totale de production à la fin de 2001 atteignait approximativement 22 600 mégawatts (MW) se répartissant de la façon suivante : centrales hydroélectriques (7 200 MW), centrales nucléaires (5 600 MW), centrales à combustible fossile (9 700 MW) et centrales écologiques (environ 140 MW).

## Ouverture du marché

Avec l'avènement de la libre concurrence sur le marché de l'électricité de l'Ontario le 1er mai 2002, les consommateurs peuvent choisir un fournisseur d'électricité dument autorisé. Le nouveau marché comprend un marché de gros et un marché au détail régis par la Commission de l'énergie de l'Ontario conformément à la loi sur la restructuration de l'électricité de l'Ontario. Les participants au marché de gros englobent les fournisseurs d'électricité et les clients qui sont directement connectés au réseau de transport d'envergure. Ce marché est exploité et administré par la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGME). Le marché au détail comprend les consommateurs résidentiels, les entreprises, les sociétés locales de distribution et les détaillants d'énergie.

TABLE DES MATIÈRES


| | |
|---|---|
| Message du président du conseil et du président | 2 |
| Rétrospective de l'année | |
| Fin prêt pour le marché | 4 |
| Production d'électricité | 6 |
| Nos gens | 8 |
| Développement durable | 10 |
| Stratégie de l'entreprise | 12 |
| Section financière | 13 |
| Conseil d'administration | 51 |
| Régie d'entreprise | 52 |
| Haute direction et cadres supérieurs | 53 |
| Installations | 54 |

# PROFIL DE L'ENTREPRISE

Ontario Power Generation Inc. (OPG) est une entreprise établie en Ontario dont la principale activité est la production et la vente d'électricité. L'objectif de OPG est d'être une société énergétique de premier plan en Amérique du Nord qui œuvre de façon responsable, transparente et sécuritaire pour l'environnement. Nos activités s'articulent autour de la production de sources fiables d'électricité à partir de nos centrales concurrentielles, de la négociation en électricité et des ventes d'énergie commerciale.

Au 31 décembre 2001, le portefeuille de production d'électricité de OPG comprenait trois centrales nucléaires, six centrales à combustible fossile et 40 centrales hydroélectriques ainsi qu'un portefeuille de production écologique formé de 29 centrales hydroélectriques de petite taille et de deux centrales éoliennes. La centrale nucléaire Pickering A a été temporairement inutilisée.

La capacité totale de production à la fin de 2001 atteignait approximativement 22 600 mégawatts (MW) se répartissant de la façon suivante : centrales hydroélectriques (7 200 MW), centrales nucléaires (5 600 MW), centrales à combustible fossile (9 700 MW) et centrales écologiques (environ 140 MW).

## Ouverture du marché

Avec l'avènement de la libre concurrence sur le marché de l'électricité de l'Ontario le 1er mai 2002, les consommateurs peuvent choisir un fournisseur d'électricité dûment autorisé. Le nouveau marché comprend un marché de gros et un marché au détail régis par la Commission de l'énergie de l'Ontario, conformément à la loi sur la restructuration de l'électricité de l'Ontario. Les participants au marché de gros englobent les fournisseurs d'électricité et les clients qui sont directement connectés au réseau de transport d'électricité. Ce marché est exploité et administré par la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGME). Le marché au détail comprend les consommateurs résidentiels, les entreprises, les sociétés locales de distribution et les détaillants d'énergie.

TABLE DES MATIÈRES


| | |
|---|---|
| Message du président du conseil et du président | 2 |
| Rétrospective de l'année | |
| Fin prêt pour le marché | 4 |
| Production d'électricité | 6 |
| Nos gens | 8 |
| Développement durable | 10 |
| Stratégie de l'entreprise | 12 |
| Section financière | 13 |
| Conseil d'administration | 51 |
| Régie d'entreprise | 52 |
| Haute direction et cadres supérieurs | 53 |
| Installations | 54 |

## MESSAGE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL ET DU PRÉSIDENT

*2001 restera une année charnière [illegible] pour Ontario Power Generation [illegible] nous avons mis la dernière [illegible] Cette année nous [illegible] à [illegible] à la [illegible] le 31 mai 2002.*

Nous avons continué, tout au long de 2001, de transformer OPG en une société innovatrice axée sur le marché et dotée d'une solide orientation client. Nous avons considérablement rehaussé notre capacité de ventes et de négociation par des investissements stratégiques en technologie, et en concevant de nouveaux produits et services qui permettront à nos clients de mieux gérer le risque lié à la libre concurrence sur le marché de l'électricité. Nous avons solidifié notre portefeuille déjà concurrentiel de production d'électricité grâce à l'amélioration de nos centrales et de nos dispositifs de protection de l'environnement, et à l'élargissement de la capacité de nos centrales écologiques en croissance. Nous poursuivons le processus de création d'une culture d'entreprise qui encourage et gratifie l'excellence et procure de nouvelles aptitudes à ses employés. Suite aux attentats terroristes du 11 septembre aux États-Unis, nous avons lancé d'importants programmes visant à renforcer la sécurité, particulièrement dans nos centrales nucléaires.

Nous avons fait dans l'ensemble des progrès continus en vue de la réalisation de notre objectif à long terme de devenir une société énergétique de premier plan, desservant les clients sur le marché énergétique de l'Amérique du Nord.

### FIN PRÊT POUR LE MARCHÉ

Nous avons fait des percées importantes en 2001 dans la préparation de nos entreprises à l'ouverture du marché en augmentant notre collaboration avec les principaux participants du marché, en mettant à l'épreuve nos systèmes dans le cadre de simulations rigoureuses du marché, en investissant dans des technologies sophistiquées et en les déployant pour soutenir nos activités de négociation, de répartition et de conception de produits.

Nous avons aussi fait des progrès notables pour répondre aux exigences de cession de contrôle demandées par la province en vertu de notre licence de production. En mai 2001, nous avons mis la main finale à un contrat de location-exploitation à long terme avec Bruce Power pour ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B. Cette opération s'avérera bénéfique pour nos clients, pour les communautés de Bruce, pour le secteur canadien de l'énergie nucléaire et pour notre actionnaire, le gouvernement de l'Ontario. Nous avons été heureux de recevoir, avec Bruce Power, la médaille d'or pour l'excellence et l'innovation octroyée par le Conseil canadien des sociétés publiques-privées, dans le cadre du contrat de location-exploitation de Bruce.

Au cours de 2001, nous avons demandé des soumissions pour quatre centrales à combustible fossile et quatre centrales hydroélectriques. En mars 2002, nous avons annoncé la vente des quatre centrales hydroélectriques à Brascan Corporation. La poursuite de nos initiatives de cession de contrôle encouragera la concurrence sur le nouveau marché de l'électricité de l'Ontario.

### PRODUCTION

La fiabilité des installations de production de OPG lui a permis de répondre à des niveaux sans précédent de demande en

Bill Farlinger, Président du conseil d'administration — Ron Osborne, Président et chef de la direction

# MESSAGE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL ET DU PRÉSIDENT

***2001 s'est avérée une année charnière et excitante pour Ontario Power Generation puisque nous avons mis à exécution bon nombre d'initiatives stratégiques visant à assurer notre succès à long terme dans le nouveau marché restructuré de l'électricité en Ontario qui s'est ouvert à la concurrence le 1er mai 2002.***

Nous avons continué, tout au long de 2001, de transformer OPG en une société innovatrice axée sur le marché et dotée d'une solide orientation client. Nous avons considérablement rehaussé notre capacité de ventes et de négociation par des investissements stratégiques en technologie, et en concevant de nouveaux produits et services qui permettront à nos clients de mieux gérer le risque lié à la libre concurrence sur le marché de l'électricité. Nous avons solidifié notre portefeuille déjà concurrentiel de production d'électricité grâce à l'amélioration de nos centrales et de nos dispositifs de protection de l'environnement, et à l'élargissement de la capacité de nos centrales écologiques en croissance. Nous poursuivons le processus de création d'une culture d'entreprise qui encourage et gratifie l'excellence et procure de nouvelles aptitudes à ses employés. Suite aux attentats terroristes du 11 septembre aux États-Unis, nous avons lancé d'importants programmes visant à renforcer la sécurité, particulièrement dans nos centrales nucléaires.

Nous avons fait dans l'ensemble des progrès continus en vue de la réalisation de notre objectif à long terme de devenir une société énergétique de premier plan, desservant les clients sur le marché énergétique de l'Amérique du Nord.

## FIN PRÊT POUR LE MARCHÉ

Nous avons fait des percées importantes en 2001 dans la préparation de nos entreprises à l'ouverture du marché en augmentant notre collaboration avec les principaux participants du marché, en mettant à l'épreuve nos systèmes dans le cadre de simulations rigoureuses du marché, en investissant dans des technologies sophistiquées et en les déployant pour soutenir nos activités de négociation, de répartition et de conception de produits.

Nous avons aussi fait des progrès notables pour répondre aux exigences de cession de contrôle demandées par la province en vertu de notre licence de production. En mai 2001, nous avons mis la main finale à un contrat de location-exploitation à long terme avec Bruce Power pour ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B. Cette opération s'avérera bénéfique pour nos clients, pour les communautés de Bruce, pour le secteur canadien de l'énergie nucléaire et pour notre actionnaire, le gouvernement de l'Ontario. Nous avons été heureux de recevoir, avec Bruce Power, la médaille d'or pour l'excellence et l'innovation octroyée par le Conseil canadien des sociétés publiques-privées, dans le cadre du contrat de location-exploitation de Bruce.

Au cours de 2001, nous avons demandé des soumissions pour quatre centrales à combustible fossile et quatre centrales hydroélectriques. En mars 2002, nous avons annoncé la vente des quatre centrales hydroélectriques à Brascan Corporation. La poursuite de nos initiatives de cession de contrôle encouragera la concurrence sur le nouveau marché de l'électricité de l'Ontario.

## PRODUCTION

La fiabilité des installations de production de OPG lui a permis de répondre à des niveaux sans précédent de demande en

électricité en 2001, y compris trois journées records l'été dernier. Tout en satisfaisant à la demande, nous continuons d'apporter des améliorations mesurables à l'exploitation, la productivité, la sécurité et la performance environnementale de nos centrales.

Les programmes d'amélioration de nos centrales hydroélectriques ont permis d'ajouter une capacité de 50 MW au portefeuille de production de OPG. Notre engagement d'installer un nouvel équipement de réduction sélective catalytique dans deux centrales alimentées au charbon réduira sensiblement les émissions atmosphériques et nous permettra de nous conformer aux nouvelles normes rigoureuses de l'Ontario en matière d'émissions atmosphériques.

Nous avons aussi poursuivi nos programmes d'amélioration touchant nos centrales nucléaires qui produisent pratiquement aucune émission atmosphérique contribuant au smog ou au réchauffement de la planète. Ces initiatives comprennent le perfectionnement continue de la performance de nos centrales nucléaires de Darlington et Pickering B, ainsi que le réaménagement de notre centrale nucléaire Pickering A de 2 060 MW en vue de sa remise en service. La Commission canadienne de sûreté nucléaire a accepté l'évaluation environnementale de la centrale Pickering A et a donné son aval à sa remise en service, à condition que certains travaux de remise à neuf et d'amélioration de la sécurité et de la protection de l'environnement soient complétés.

## PERFORMANCE FINANCIÈRE

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001, nos produits ont atteint 6 239 millions de dollars, ce qui représente une augmentation de 4 % sur les produits de 5 978 millions de dollars obtenus en 2000. Cette croissance s'explique principalement par une demande en électricité plus élevée et par la hausse des produits tirés de la location et des services. Le bénéfice s'est dégagé à 152 millions de dollars, en regard d'un bénéfice retraité de 490 millions de dollars en 2000. Les résultats d'exploitation en 2001 ont subi l'incidence négative de certains facteurs : notamment les dépenses liées à la remise en service de la centrale nucléaire Pickering A, la contribution moins importante aux bénéfices découlant de la cession de contrôle de la centrale nucléaire Bruce en mai 2001, et le volume et les prix accrus de l'électricité achetée.

Nous nous préparons financièrement à livrer concurrence. À cet égard, la Dominion Bond Rating Service a confirmé notre cote «A» sur notre dette à long terme et Standard & Poor's a maintenu notre cote BBB+ sur notre dette à long terme. Au cours de 2001, nous avons remboursé 200 millions de dollars sur notre dette à long terme conformément aux conditions de notre structure du capital initiale et nous avons versé des dividendes de 375 millions de dollars à notre actionnaire. Nous avons aussi formé une nouvelle filiale appelée OPG Ventures Inc. dont l'objectif est d'investir jusqu'à 100 millions de dollars au cours des trois prochaines années dans de nouvelles entreprises de technologies émergentes.

## NOS GENS

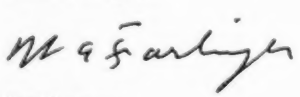
L'engagement et le rendement de nos employés contribueront à notre succès dans le nouveau marché. Nous disposons d'une équipe de gestion expérimentée et douée, aux talents multiples, formée de gens qui proviennent du secteur de l'électricité comme de l'extérieur. Dans le cadre de nos programmes de partenariat et de perfectionnement de nos employés, nous les faisons participer directement aux objectifs et aux succès de OPG. Nous édifions un milieu de travail sécuritaire, sain et stimulant qui permet à nos employés de développer leurs compétences et d'atteindre leur plein potentiel.

## CROISSANCE

Nous voulons être un producteur d'électricité efficace, à faible coût et générant peu d'émissions atmosphériques, tout en tirant davantage de valeur de nos actifs existants et en offrant des solutions adaptées aux besoins énergétiques de nos clients. À long terme, notre stratégie consiste à acquérir des actifs à l'extérieur de l'Ontario, à élargir nos possibilités de commercialisation et de négociation et à rehausser notre production déjà importante tirée de centrale écologique et de technologies énergétiques de rechange.

Nous continuerons d'exploiter nos activités d'une façon responsable, transparente et sécuritaire pour l'environnement.

Nous sommes persuadés que nous réussirons sur le marché concurrentiel de l'électricité de l'Ontario. Nous possédons les installations, les produits et les technologies nécessaires pour atteindre nos objectifs. Nous disposons d'employés dévoués et compétents pour exécuter notre stratégie. Nous sommes en excellente position pour saisir les occasions qui se présenteront. Nous sommes fins prêts.



**Bill Farlinger,**
*Le président du conseil d'administration,*

**Ron Osborne,**
*Le président et chef de la direction,*

# FIN PRÊTE POUR LE MARCHÉ

Bob Tarr, ingénieur principal d'exploitation, sur le parquet de négociation de OPG

***Le nouveau marché de l'électricité de l'Ontario s'est ouvert à la libre concurrence le 1er mai 2002. En 2001, OPG s'est préparée afin d'être fin prête pour le nouveau marché. La société a aussi poursuivi ses activités de cession de contrôle en vertu de sa licence de production.***

## ACTIVITÉS PRÉPARATOIRES

Afin d'être fin prête pour le marché, OPG a pris un bon nombre d'initiatives importantes en 2001.

Nous avons créé OPG Energy Markets, et solidifié nos compétences actuelles en matière d'activités de commercialisation, de ventes de conception de produits, de gestion de risque de portefeuille, de relation avec la clientèle et de négociation. Nos employés tireront avantage de la technologie afin d'effectuer des tâches complexes du marché comme soumissionnaire et répondre en cinq minutes à des directives de répartition émises par la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité, et procéder à des règlements en fonction des nouvelles règles du marché. Au cours de 2001, nous avons mis nos systèmes à l'épreuve dans le cadre de simulations en temps réel qui visaient également d'autres participants du marché.

À la mi-décembre, nous avons conclu une entente de principe visant l'achat, par Cap Gemini Ernst & Young, de la participation de OPG dans New Horizon Systems Solutions, notre ancienne division de technologie de l'information. L'entente a été achevée en mars 2002. Nous avons aussi conclu une autre entente au début de 2002 pour vendre notre participation restante dans Kinectrics Inc., notre société de technologie et de recherche énergétique, à AEA Technology. Ces deux opérations nous permettent de mieux nous concentrer sur nos activités de base.

En 2001, nous avons annoncé un plan de restructuration afin d'aligner l'effectif sur notre portefeuille de biens, suite à la cession de contrôle. Le coût du plan de restructuration qui comprend une réduction de 17 % de l'effectif sur deux ans, est d'environ 400 millions de dollars. Les économies prévues en vertu de ce plan devraient s'élever à environ 180 millions de dollars par année.

## RÉPONDRE AUX BESOINS DES CLIENTS

Nous développons des produits et des services novateurs pour le nouveau marché afin de renforcer notre orientation client. Parmi ceux-ci, notons la première génération de produits d'énergie écologique; les services d'information, notamment les services de facturation, de présentation de l'information financière et de vérification; et notre nouveau logiciel Envision, qui aide nos clients à tirer une valeur accrue des données portant sur leur consommation d'électricité. Nous offrons des produits qui permettront à nos clients de réduire le risque du prix de l'énergie et nous avons établi bon nombre de contrats d'énergie qui entrent en vigueur avec l'ouverture du marché. Nous continuons d'aider nos clients à mieux comprendre les choix que leur procure le nouveau marché.

Feizal Kanji et Mike Romanchuk, deux employés des marchés énergétiques

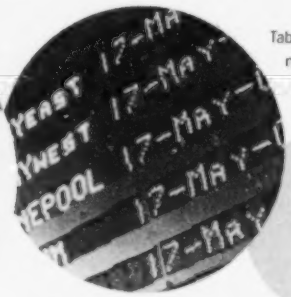



Tableau d'information sur les négociations en cours sur les marchés énergétiques

## CESSION DE CONTRÔLE

Notre licence de production nous oblige à réduire notre contrôle sur la capacité de production des centrales à combustible fossile et des centrales hydroélectriques de 4 000 MW dans les 42 mois suivant l'ouverture du marché, et de ramener à 35 % notre contrôle sur les options d'approvisionnement en électricité disponibles à la province dans les 10 ans suivant l'ouverture du marché.

OPG a l'intention de se conformer le plus rapidement possible aux exigences de cession de contrôle afin de pouvoir se concentrer sur la maximisation de l'efficience des biens restants et d'en optimiser la croissance future. Par conséquent, OPG a cédé le contrôle ou annoncé son intention de céder le contrôle sur 10 centrales représentant plus de 10 000 MW de capacité installée. Il s'agit :

- Des centrales nucléaires Bruce A (3 076 MW inutilisés) et Bruce B (3 140 MW en exploitation) qui sont maintenant contrôlées par Bruce Power (opération achevée en mai 2001);
- De quatre centrales hydroélectriques (488 MW) sur la rivière Mississagi dont la vente à Brascan Corporation a été annoncée en mars 2002;
- Des centrales à combustible fossile de Thunder Bay (310 MW) et Atikokan (215 MW); et
- Des centrales à combustible fossile de Lakeview (1 140 MW) et Lennox (2 140 MW).

Suite à la cession de contrôle de ces centrales, et après la remise en service de la centrale nucléaire Pickering A, OPG disposera d'un portefeuille de production d'électricité d'une capacité d'environ 20 000 MW, offrant souplesse et rendement élevé, et composé de trois centrales nucléaires, de deux centrales à combustible fossile, de 36 centrales hydroélectriques; et de sources grandissantes d'énergie écologique. Ce répertoire de centrales, marqué sous le signe de l'efficacité, de la fiabilité, de la sécurité et de la faiblesse des émissions atmosphériques, procurera à la société un avantage concurrentiel important.

Nous demeurerons également à l'affût de nouvelles occasions en matière de production d'électricité. Notre partenariat avec ATCO Power pour développer conjointement une centrale à cycles combinés de 580 MW alimentée au gaz naturel près de Windsor, en Ontario, en fournit un bel exemple. La centrale Brighton Beach devrait commencer ses activités en 2004, et toute la capacité de production est destinée à Coral Energy, société indépendante œuvrant dans la commercialisation de l'énergie. Cette initiative améliorera l'approvisionnement en électricité de la province sans ajouter au contrôle de OPG sur la capacité de production de l'Ontario.

## RÉALISATIONS EN 2001

- Signature d'un contrat de location-exploitation à long terme visant les centrales nucléaires Bruce A et B.
- Obtention, avec Bruce Power, de la médaille d'or pour l'excellence et l'innovation octroyée par le Conseil canadien des sociétés publiques-privées, dans le cadre de l'opération de Bruce.
- Amorce du processus de cession de contrôle de quatre centrales à combustion fossile et de quatre centrales hydroélectriques.
- Dévoilement d'un partenariat avec ATCO Power et Coral Energy pour le développement d'une centrale alimentée au gaz à Windsor en Ontario.
- Conformité aux exigences de SIGMÉ pour être prêt à l'avènement du nouveau marché.
- Conclusion d'ententes visant la vente des participations de OPG dans New Horizon System Solutions et Kinectrics Inc.

# PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Gene Preston, vice-président directeur et chef de genre nucléaire, et Jim Burpee, vice-président principal, Centrale Pickering A, discutent d'un plan de travail avec Bill Fischer, gestionnaire de premier niveau à la centrale nucléaire Pickering A.

***Une production d'électricité fiable et à faible coût est essentielle pour connaître du succès dans le libre marché de l'électricité. Nos centrales doivent être prêtes pour saisir les occasions propices à la rentabilité grâce à une exploitation efficace, fiable et sécuritaire qui respecte l'environnement et convient aux communautés entourant nos installations.***

## CENTRALES NUCLÉAIRES

Les centrales nucléaires de OPG ont produit 47,7 térawattheures (TWh) d'électricité en 2001 comparativement à 59,8 TWh en 2000. La cession de contrôle des centrales nucléaires Bruce en mai 2001 explique en grande partie cette diminution.

Des dépenses importantes ont été engagées en 2001 pour rehausser la performance des centrales nucléaires Darlington et Pickering B et en vue de la remise en service la centrale Pickering A.

Le projet de Pickering A ajoutera à l'approvisionnement en électricité de l'Ontario une capacité fiable et à coûts concurrentiels de 2 060 MW d'électricité, et presque sans émission de smog. En vertu de ce projet, OPG entreprend une importante remise à neuf de la centrale, y compris des améliorations à la sécurité et à la protection de l'environnement, au soutien du projet, à la mise en service et à la formation. Malgré les délais et les augmentations de coûts relativement à ce projet, notre objectif est de lancer la mise en service de la première des quatre unités de la centrale vers la fin de 2002.

La performance des deux centrales en exploitation de OPG, Darlington et Pickering B, s'est améliorée en 2001. La centrale Darlington a obtenu un résultat de 89,3 % sur l'indice de performance (soit une amélioration de 2,2 % sur 2000) et la centrale Pickering B a dégagé un résultat de 75,0 % (une remontée de 3 %). L'indice de performance nucléaire se compose de 11 indicateurs de performance utilisés à l'échelle mondiale par l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires dont OPG est membre.

À la fin de 2001, nous avions achevé la majorité des initiatives en vertu de notre programme pluriannuel d'amélioration de nos centrales nucléaires et nous croyons que les autres initiatives le seront au cours de 2002 et en 2003. Le nettoyage chimique des chaudières de la centrale Pickering B constitue sans doute la plus importante initiative et devrait contribuer à rehausser la fiabilité dans l'avenir.

## CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES

Les centrales hydroélectriques de OPG ont produit 33,7 TWh d'électricité en 2001, en regard de 34,0 TWh en 2000. Cette légère diminution est principalement attribuable à la réduction des niveaux d'eau.

Notre programme pluriannuel de revalorisation et d'amélioration des centrales hydroélectriques a contribué à rehausser leur fiabilité et leur efficience tout en ajoutant, depuis 1993, 300 MW à la capacité de production d'OPG. Nous prévoyons investir 400 millions de dollars au cours des cinq prochaines années pour accroître davantage la capacité de production de ces centrales à faible coût qui ne produisent pas d'émissions atmosphériques.

## CENTRALES À COMBUSTIBLE FOSSILE

La production des centrales à combustible fossile s'est établie à 40,2 TWh en 2001 comparativement à 42,4 TWh l'année précédente.

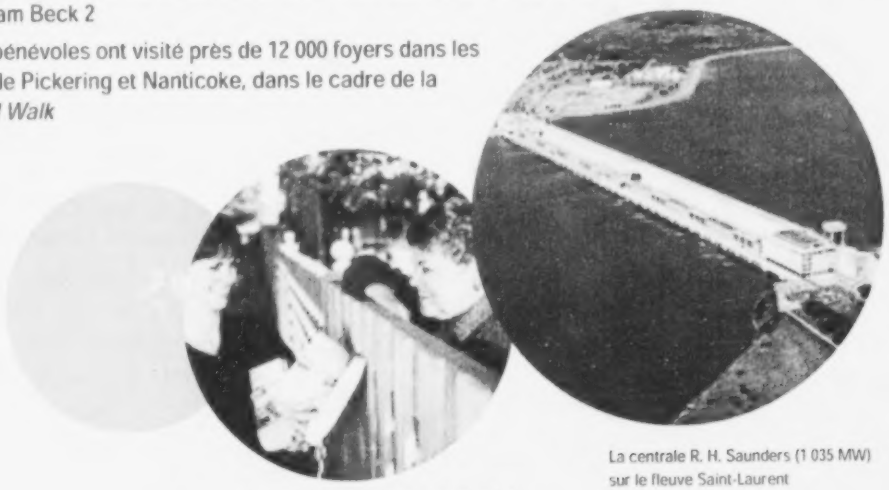
La contribution de ces centrales est essentielle pour répondre à la demande en électricité de l'Ontario, particulièrement au cours de périodes de pointe. Nous avons investi près de 75 millions de dollars dans le cadre de nos programmes d'amélioration continue de la performance, notamment pour améliorer la combustion et le contrôle de l'unité de la centrale Nanticoke, ainsi que les turbines et les systèmes de manutention du carburant des centrales Nanticoke et Lambton.

## PRÉSENCE DANS LES COMMUNAUTÉS

OPG entretient une communication régulière avec les communautés vivant autour de ses centrales. Nous utilisons différents moyens de communication : visites libres, réunions publiques, centres d'information, réunions d'information avec les dirigeants locaux et participation aux événements de la communauté. En 2001, lors de la *Neighbourhood Walk* à Pickering, nos employés bénévoles ont visité plus de 7 000 foyers distribuant de l'information sur la centrale nucléaire Pickering. Au cours d'un événement semblable à la centrale Nanticoke, nos bénévoles ont visité près de 5 000 foyers, distribuant de l'information et répondant aux questions sur la centrale et sur l'engagement de OPG envers la qualité de l'air.

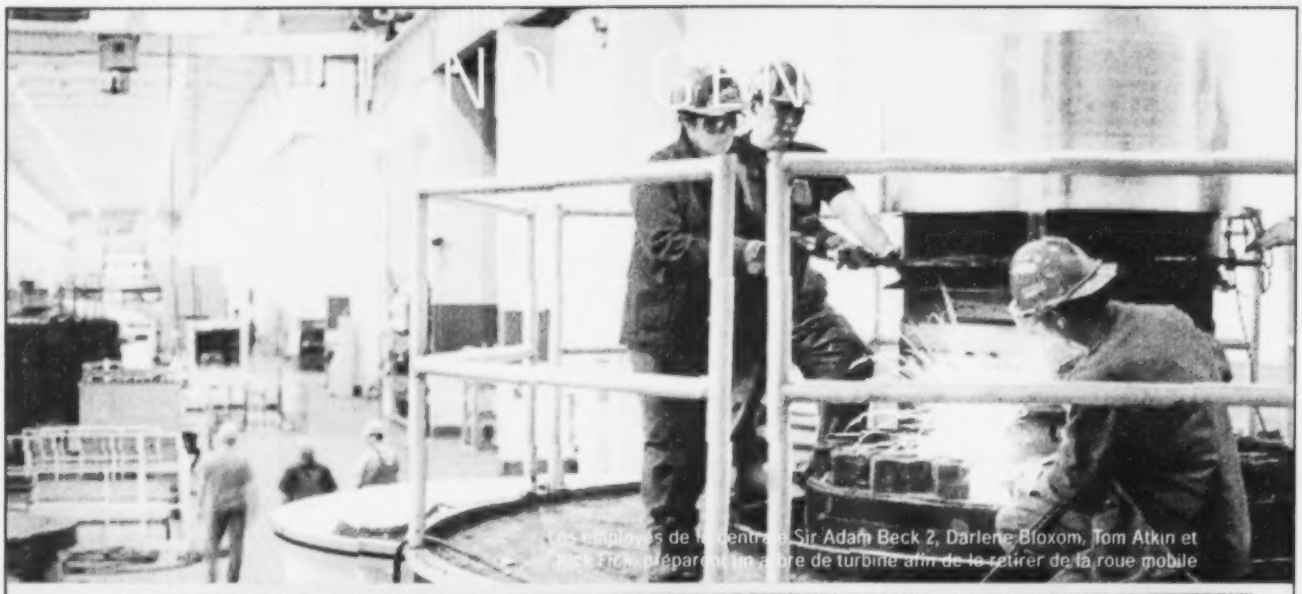
## RÉALISATIONS EN 2001

- L'indice de performance des centrales nucléaires Darlington et Pickering B s'est amélioré
- La Commission canadienne de sûreté nucléaire a accepté l'évaluation environnementale de OPG et a annoncé sa décision d'autoriser la remise en service de la centrale Pickering A
- Le programme d'amélioration des centrales hydroélectriques de OPG a permis d'ajouter environ 50 MW à la capacité de production en 2001
- OPG a achevé une importante revalorisation de seize unités de la centrale hydroélectrique R. H. Saunders; des six unités de la centrale Sir Adam Beck; et de deux des seize unités de la centrale Sir Adam Beck 2
- Nos employés bénévoles ont visité près de 12 000 foyers dans les communautés de Pickering et Nanticoke, dans le cadre de la *Neighbourhood Walk*



La centrale R. H. Saunders (1 035 MW) sur le fleuve Saint-Laurent

Annalea Anema de la centrale Nanticoke s'entretient avec une résidente dans le cadre de la Neighbourhood Walk.



Nos employés de la centrale Sir Adam Beck 2, Darlene Bloxom, Tom Atkin et Mike Rigo, préparent un arbre de turbine afin de le retirer de la roue mobile

***Notre succès dans le nouveau marché sera tributaire de l'engagement et du rendement de nos employés. OPG s'efforcera de bâtir une entreprise qui attire et garde d'excellents employés, en les traitant avec respect et en leur permettant de se perfectionner et de réussir sur le plan personnel et professionnel, et ce, dans un milieu sécuritaire.***

## PARTENARIAT

Le programme de partenariat de OPG a débuté en 1999 suite à une entente entre OPG et les deux principaux syndicats qui représentent nos employés. Le programme a été mis en œuvre afin de renforcer la compétitivité de la société en encourageant une plus grande coopération entre la direction et les employés. Dans le cadre de ce programme, des comités regroupant des représentants des syndicats et de la direction sont en place à l'échelle de la société. Ces comités ont lancé plus de 100 initiatives dont plus de 25 % ont été achevées. Ils se penchent sur des questions relatives à l'amélioration de la sécurité, au contrôle des coûts, à la planification des activités et à la gestion du travail et aux conditions de travail.

## ACQUISITION DE COMPÉTENCES ET FORMATION

En 2001, OPG et le Syndicat des travailleurs et des travailleuses du secteur énergétique, qui représente près des deux-tiers de nos employés, ont entériné une convention de travail sans précédent de quatre ans et demi. Cette nouvelle convention procurera à OPG stabilité et souplesse quant à la main-d'œuvre dans le nouveau marché. La nouvelle convention renforce également l'engagement de OPG envers le développement de carrière en mettant l'accent sur des programmes d'acquisition de compétences qui aideront les employés à faire l'apprentissage de nouvelles connaissances et aptitudes leur permettant de remplir des tâches qui vont au-delà de leur rôle traditionnel. Ce contexte favorisera la satisfaction des employés et la productivité et la souplesse de la direction, réduira les coûts et, grâce à des mises hors service pour fin d'entretien moins longues, rehaussera la capacité commerciale de OPG.

## SÉCURITÉ ET MIEUX-ÊTRE

Pour OPG, la sécurité est une priorité absolue. Nous exploitons nos centrales conformément aux normes les plus strictes de sécurité publique et de sécurité en milieu de travail exigées par les gouvernements fédéral et provincial et par notre propre industrie. OPG a reçu le prix de l'excellence attribué par l'Association canadienne de l'électricité en 2001 pour sa performance de premier quartile en ce qui a trait au taux de gravité des accidents et aux taux d'accidents avec blessures au cours de l'année 2000. La performance de OPG en 2001 pour le taux de gravité des accidents s'est améliorée de 18 %, et de 12 % pour le taux d'accidents avec blessures. Notre centrale de Niagara est devenue la première installation de OPG à être recommandée pour une certification en vertu de la norme OHSAS 18001 en matière de santé et sécurité au travail.

Des conventions et des méthodes de pointe ont été mises en œuvre pour favoriser le mieux-être. Nous avons fait des progrès en matière de congés de maladie. Comparativement aux niveaux de 2000, les congés de maladie se sont améliorés de 7,3 %. Grâce à son programme *Healthy Start*, la société a sensibilisé les employés envers l'utilisation des congés de maladie. La nouvelle procédure de gestion de l'invalidité et les directives d'accommodation font en sorte que les employés en mesure de travailler puissent trouver des tâches qui leur conviennent.

## LEADERSHIP ET PERFECTIONNEMENT DES EMPLOYÉS

OPG a fait des progrès dans le développement de son leadership en 2001. Près de 500 cadres supérieurs ont suivi le *OPG/Rotman Leadership Development Program* offert par la Rotman School of Management de l'université de Toronto. Ce programme met l'accent sur les valeurs et les comportements communs nécessaires pour livrer concurrence avec succès dans un marché ouvert, et a été reconnu comme «meilleur programme de perfectionnement du leadership» dans une étude portant sur les sociétés productrices d'énergie nucléaire.

Une stratégie d'apprentissage intégrée a été déployée à l'échelle de l'organisation et se penche sur le recrutement, la rétention et le perfectionnement des employés pour faire en sorte qu'ils disposent des compétences et aptitudes nécessaires pour soutenir le succès de OPG.

## TECHNOLOGIE ET TRANSFORMATION VONT DE PAIR

La rationalisation des processus et l'amélioration de l'accès à l'information demeurent des objectifs primordiaux pour OPG. En 2001, la mise en service d'un nouveau système de paie et d'un libre service sur le Web destiné aux gestionnaires et aux employés a amélioré l'efficience. Les gestionnaires peuvent maintenant approuver plusieurs tâches en ligne et les employés ont la capacité de gérer et de contrôler les renseignements personnels et professionnels qui les concernent.

## PRÉPARER LA RELÈVE

OPG a pris l'engagement au cours de 2001 d'investir 5 millions de dollars envers la création d'un réseau universitaire pour l'excellence en ingénierie nucléaire. Bruce Power, le Groupe des propriétaires de Candu, Énergie atomique du Canada Limitée, la Commission canadienne de sûreté nucléaire et cinq universités de l'Ontario offrant des programmes d'ingénierie de premier plan participent à cette initiative. OPG et ses partenaires du secteur sollicitent des investissements additionnels provenant du gouvernement fédéral, des autres sociétés nucléaires et des universités. Le programme encouragera la recherche et la formation au niveau universitaire afin d'aider au développement de la technologie nucléaire, de soutenir les ingénieurs et les scientifiques œuvrant dans le secteur nucléaire et, enfin, pour préparer les futurs dirigeants du secteur.

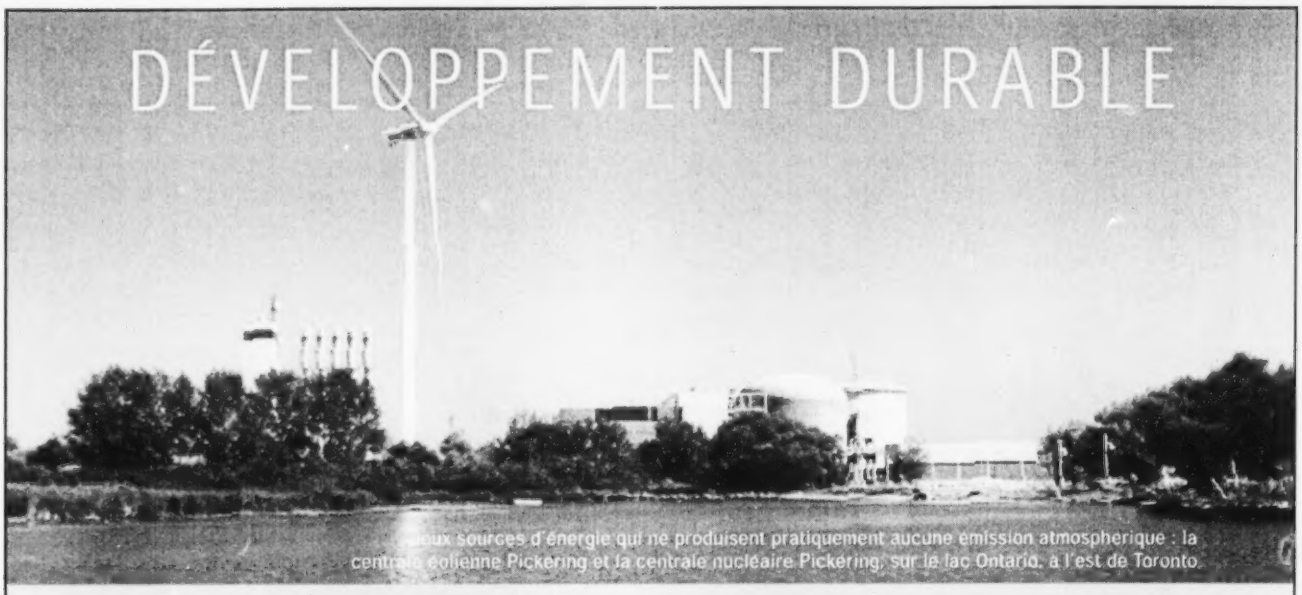
## RÉALISATIONS EN 2001

- Obtention d'un prix pour la sécurité attribué par l'Association canadienne de l'électricité pour une performance de premier quartile en matière de sécurité
- Établissement d'une convention de travail de quatre ans et demi avec le Syndicat des travailleurs et des travailleuses du secteur énergétique
- Lancement d'une initiative visant l'acquisition de compétences
- Amélioration de la sécurité de nos centrales nucléaires pour la protection des employés et du public
- Mise en œuvre d'une nouvelle plate-forme électronique pour le service de la paie et les ressources humaines qui favorise l'efficience
- Obtention du *cooperative education and career services recognition award* attribué par l'université de Waterloo

Rhonda Rose, opératrice nucléaire à la centrale Darlington

Danielle Kubrynski, analyste des systèmes, Michael Yuen, analyste de la conformité et Neela D'Souza, ingénieure nucléaire

# DÉVELOPPEMENT DURABLE



...eux sources d'énergie qui ne produisent pratiquement aucune émission atmosphérique : la centrale éolienne Pickering et la centrale nucléaire Pickering, sur le lac Ontario, à l'est de Toronto.

***Depuis sa création en 1999, OPG a concentré son énergie à devenir une société durable et engagée envers l'excellence environnementale, le développement des communautés et la valeur pour les actionnaires. Le développement durable est une force motrice de OPG.***

## ENVIRONNEMENT

**Une production propre :** Environ deux-tiers de la production d'électricité de OPG en 2001 était tirée de sources hydroélectriques et nucléaires qui génèrent pratiquement aucune émission atmosphérique contribuant au smog, aux pluies acides et au réchauffement de la planète. La remise en service des unités de la centrale nucléaire Pickering A augmentera la capacité de production propre. Toutes les centrales de OPG sont certifiées ISO 14 001 sur les systèmes de management environnemental lesquels sont assujettis à une vérification indépendante annuelle.

**Les technologies d'assainissement de l'air :** Pour étayer notre engagement envers la qualité de l'air, nous continuons de faire des investissements importants dans nos centrales alimentées au charbon afin de réduire les émissions d'oxyde d'azote et d'anhydride sulfureux. Nous achetons du charbon à faible teneur en souffre et nous utilisons des brûleurs à faible densité d'oxyde d'azote et des technologies de contrôle informatisées pour réduire les émissions.

OPG investit également près de un quart de milliard de dollars pour l'installation de la technologie de réduction sélective catalytique sur deux unités à chacune des centrales alimentées au charbon de Nanticoke et Lambton. Cette technologie, qui devrait être en opération à la fin de 2003, réduira de 80 % les émissions d'anhydride sulfureux de ces quatre unités, soit une diminution totale de 12 000 tonnes d'anhydride sulfureux par année, ce qui équivaudrait à retirer 600 000 véhicules des routes ontariennes.

**L'efficience énergétique :** Depuis sa création, notre programme interne d'efficience énergétique a généré des économies énergétiques cumulatives de plus de 2 300 GWh par année et a permis des économies de 92 millions de dollars sur les frais énergétiques de OPG. L'objectif du programme est d'économiser plus de 3 000 GWh par année d'ici 2006.

**La gestion des déchets nucléaires :** Pour assurer une gestion à long terme et sécuritaire des déchets nucléaires et du déclassement de nos centrales nucléaires, OPG verse environ 400 millions de dollars chaque année dans un fonds distinct. À ce jour, notre cotisation dans ce fonds atteint 1,2 milliard de dollars.

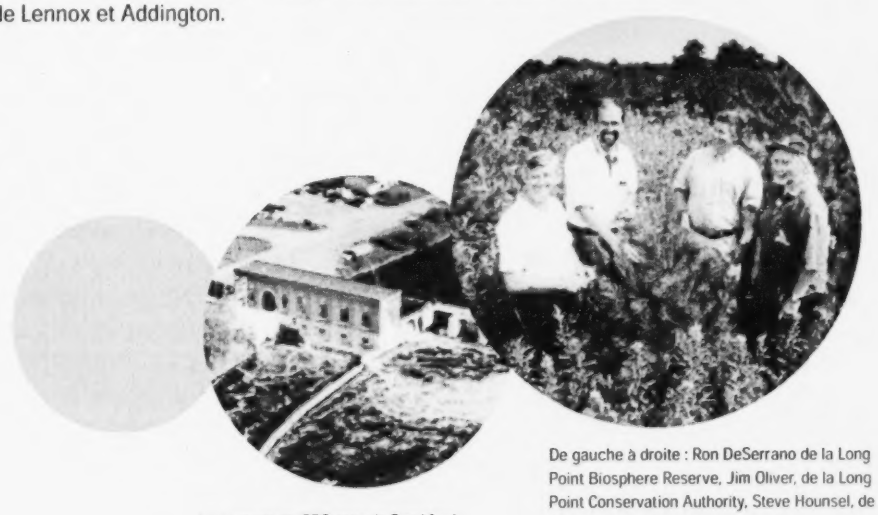
## COMMUNAUTÉ

En 2001, notre programme d'engagement social a contribué la somme de 2,1 millions de dollars répartie sur plus de 550 projets. Nos initiatives viennent en aide à des projets environnementaux, à des activités sportives pour les jeunes, aux hôpitaux, à Centraide, à des œuvres de bienfaisance locales, à des regroupements artistiques, à des programmes d'éducation et autres aspects importants de la vie communautaire, y compris un engagement de 1 million de dollars pour le *Ajax and Pickering Health Centre* afin d'y établir la clinique de médecine nucléaire de OPG.

OPG apporte également chaque année une contribution importante à l'économie de l'Ontario, notamment des achats de produits et services en Ontario pour près de 1,5 milliard de dollars; une masse salariale de 1 milliard de dollars et près de 900 millions de dollars de paiements en remplacement d'impôts, de dividendes et de redevances d'utilisation d'énergie hydraulique à la province.

## RÉALISATIONS EN 2001

- Inauguration du plus important aérogénérateur en Amérique du Nord (capacité de 1,8 MW)
- Obtention de l'approbation et début de l'installation de quatre unités de réduction sélective catalytique aux centrales alimentées au charbon de Nanticoke et de Lambton
- Réduction des taux d'émission d'oxyde d'azote grâce à l'installation de brûleurs à faible densité d'oxyde d'azote aux deux unités finales de la centrale Lakeview et à la modification des procédés de combustion aux deux dernières unités de la centrale Lambton pour une réduction moyenne de 45 % des taux d'émission de ces unités
- Le programme d'efficience énergétique de OPG, qui a permis des économies d'électricité de 237 GWh en 2001, a mérité le prix de la protection de l'environnement attribué par la *U.S. Environmental Protection Agency*.
- La centrale nucléaire Pickering a reçu le prix de l'environnement octroyé en 2001 par la ville de Pickering ainsi que le *Corporate Habitat of the Year Award* décerné par la *U.S. Wildlife Habitat Council*; la centrale nucléaire Darlington a mérité le *Corporate Citizen of the Year Award* de 2001 de la municipalité de Clarington; et la centrale Lennox a reçu le *Corporate Citizen of the Year* attribué par le comté de Lennox et Addington.



La centrale de OPG près de Frankford en Ontario n'a qu'une très faible incidence sur l'environnement

De gauche à droite : Ron DeSerrano de la Long Point Biosphere Reserve, Jim Oliver, de la Long Point Conservation Authority, Steve Hounsel, de OPG, et Lynn Patterson, propriétaire, parmi certains des quelque 40 000 arbres indigènes que OPG a fait planter à Long Point, sur le lac Érié.

Les cadres supérieurs de l'équipe de croissance stratégique d'OPG (de gauche à droite) : David Drinkwater, vice-président directeur, Expansion des affaires et affaires juridiques; Stephen Meyers, vice-président principal, Négociation et gestion du portefeuille; Graham Brown, chef de l'exploitation; Bruce Boland, vice-président principal, Solutions clients.

***La stratégie immédiate de OPG est d'accroître la productivité, la compétitivité en matière de coût et la capacité du portefeuille de production d'électricité. Les autres priorités portent sur l'achèvement des initiatives de cession de contrôle et sur la restructuration de la société conformément à la réduction de la capacité de production découlant de la cession de contrôle. Enfin, OPG veut s'assurer d'être bien prête pour le nouveau marché.***

***À moyen et à plus long terme, OPG appliquera sa stratégie de croissance dans quatre secteurs clés : les actifs, la clientèle, la négociation et la technologie.***

**Les actifs :** À titre d'exploitant qui effectue sa propre mise en marché, OPG déploie une stratégie qui consiste à long terme à étendre son portefeuille d'actifs dans les marchés plus importants du nord-est et du Midwest américains. En Ontario, la société veut accroître sa production d'énergie écologique à 500 MW d'ici 2005. OPG dispose présentement du plus important portefeuille de production écologique en Ontario avec une production de 140 MW tirés de petites centrales hydroélectriques, de gaz d'enfouissement et d'énergie éolienne.

**La négociation :** Nous cernons des options afin d'optimiser la pleine valeur de la capacité et de l'énergie de nos actifs de production dans un contexte d'un marché régional élargi.

**La clientèle :** Nous offrons à nos clients commerciaux et industriels des produits adaptés qui leur permettent de gérer le risque. Nous leur proposons aussi des services d'information et d'autres solutions énergétiques.

**La technologie :** OPG investit dans les technologies énergétiques de l'avenir et collabore à leur développement. À cet égard, OPG a créé en 2001 OPG Ventures Inc. afin d'investir jusqu'à 100 millions de dollars sur une période de trois ans. De plus, OPG travaille en partenariat avec Siemens Westinghouse, le gouvernement du Canada et le département de l'énergie des États-Unis à l'installation d'une cellule de combustible oxyde solide de 250 KW qui fonctionnera comme une centrale combinée force-chaleur. Première installation du genre à l'échelle mondiale, la cellule sera reliée au réseau en 2002.

## RÉALISATIONS EN 2001

- Création de OPG Ventures Inc.
- Création de Evergreen Energy qui gère le portefeuille de production écologique

## TABLES DES MATIÈRES DE LA SECTION FINANCIÈRE


| | |
|---|---|
| Analyse par la direction | 14 |
| Responsabilité de la direction à l'égard de la présentation de l'information financière | 26 |
| Rapport des vérificateurs | 27 |
| Etats financiers consolidés | 28 |

# ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

La présente analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation de Ontario Power Generation Inc. (« OPG ») doit être lue avec les états financiers consolidés et les notes y afférentes. Les états financiers de OPG ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada et sont présentés en dollars canadiens.

## La Société

L'activité principale de OPG, située en Ontario, est la production et la vente d'électricité sur le marché de gros de l'Ontario et les marchés interconnectés du Québec, du Manitoba et du nord-est et du Midwest des États-Unis. Au 31 décembre 2001, OPG possédait 69 centrales hydroélectriques, six centrales à combustible fossile et cinq centrales nucléaires, dont deux sont louées à long terme. La capacité totale de production de ces centrales atteignait 22 598 megawatts (MW) et se répartissait ainsi : centrales hydroélectriques, 7 310 MW; centrales à combustible fossile, 9 700 MW; centrales nucléaires, 5 588 MW, exclusion faite des centrales louées. En outre, une capacité de 2 060 MW aux centrales nucléaires était temporairement inutilisée.

## Constitution, Début De L'exploitation Et Acquisitions D'activités

OPG a été constituée le 1er décembre 1998 selon la *Loi sur les sociétés par actions, 1998* (Ontario). Dans le cadre de la restructuration de Ontario Hydro et, partant de l'industrie de l'électricité en Ontario, OPG et ses filiales ont acquis et pris en charge la responsabilité de certains actifs, passifs, employés, droits et obligations liés aux activités de production d'électricité de Ontario Hydro (les « activités acquises ») le 1er avril 1999, date du début de l'exploitation. OPG a constaté l'achat des activités acquises à la juste valeur au 1er avril 1999.

## Aperçu

| *(en millions de dollars, sauf indication contraire)* | 2001 | Retraité 2000 |
|---|---|---|
| Produits | 6 239 | 5 978 |
| Bénéfice d'exploitation | 357 | 1 019 |
| Bénéfice net | 152 | 490 |
| Volume des ventes d'électricité (TWh) | 140,2 | 139,8 |

Le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2001 s'est élevé à 152 millions de dollars en fonction de produits de 6 239 millions de dollars. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000, le bénéfice net avait atteint 490 millions de dollars par rapport à des produits de 5 978 millions de dollars. Le volume total des ventes d'électricité en Ontario et dans les marchés interconnectés au cours des exercices terminés les 31 décembre 2001 et 2000 s'est établi respectivement à 140,2 TWh et à 139,8 TWh.

D'importants facteurs ont eu une incidence sur le bénéfice en 2001 comparativement à 2000 :

- OPG a poursuivi la remise à neuf et la mise à niveau de la centrale nucléaire Pickering A de 2 060 MW en vue de sa remise en service. Les niveaux d'activité et les dépenses ont monté par rapport au dernier exercice, et une importante partie des coûts ont été passés en charge pendant l'exercice courant. OPG prévoit mettre en service la première des quatre unités pendant le troisième trimestre de 2002.
- OPG a conclu le contrat de location-acquisition visant ses centrales nucléaires Bruce A et B, ce qui s'est traduit par une baisse des bénéfices provenant de ces installations.
- Le volume et le prix de l'électricité achetée ont considérablement grimpé en 2001. L'augmentation est essentiellement attribuable à la disponibilité du charbon, à une baisse de production des autres producteurs en Ontario et à la nécessité de répondre à la demande de pointe record de l'été.
- OPG a approuvé un plan de restructuration visant l'amélioration de la compétitivité future au plan des coûts de OPG. Les coûts de restructuration se rapportent à la réduction de l'effectif de OPG en 2002.

## Le Nouveau Marché De L'électricité De L'ontario

La libre concurrence sur le marché de l'électricité de l'Ontario commencera en mai 2002. Après l'ouverture du marché, les producteurs, les grossistes, les fournisseurs et les commerçants de l'intérieur et de l'extérieur de l'Ontario, se feront concurrence pour vendre l'électricité dans un marché de l'électricité en temps réel ou un marché au comptant administré par la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (« SIGMÉ »). Tant les participants du marché de gros que les clients au détail pourront choisir leur fournisseur d'électricité.

Conséquemment à l'ouverture du marché, la SIGMÉ répartira sur le marché au comptant l'ensemble de la production de OPG et des autres producteurs en Ontario. Les producteurs tireront leurs produits des ventes sur le marché au comptant ainsi que, de l'approvisionnement des réserves pour l'exploitation et des contrats de prestation de services connexes (réglage de la tension/soutien de la puissance réactive, capacité de redémarrage à froid et réglage de production automatique) pour la SIGMÉ. Les producteurs et autres fournisseurs pourront aussi offrir des produits de gestion du risque financier aux utilisateurs finaux et aux autres intervenants du marché de gros.

En vertu de sa licence de production, OPG doit respecter les mesures de réduction du pouvoir sur le marché imposées en raison de la capacité de OPG d'exercer un pouvoir sur le marché de l'Ontario. Les deux plus importantes mesures sont le mécanisme de rabais et la cession du contrôle d'une partie de la capacité de production. Dans le cas du mécanisme de rabais, une majorité importante des ventes d'électricité prévues de OPG sera assujettie à un plafond des produits annuels moyens de 3,8 ¢ le kWh pendant les quatre premières années suivant l'ouverture du marché. Le montant de ces ventes a été prédéterminé pour chaque année de toute la période de quatre ans et sera réduit après approbation par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CÉO ») à mesure que OPG cédera le contrôle d'une partie de la capacité de production en Ontario. OPG sera tenue de payer un rabais annuel à la SIGMÉ équivalant à l'excédent, le cas échéant, du prix moyen du marché au comptant sur 3,8 ¢ le kWh pour le montant des ventes d'électricité assujetti au mécanisme de rabais. La SIGMÉ incorporera ce rabais à la facture des abonnés en se fondant sur leur consommation d'électricité en Ontario.

Les dispositions de cession du contrôle de la capacité nécessitent que OPG renonce à exercer un contrôle effectif sur des pourcentages précis de sa capacité de production. Pour y parvenir, OPG peut louer ou vendre sans condition des centrales de production ou établir des conventions dont l'objectif est de transférer le contrôle effectif de la synchronisation, de la quantité et de l'adjudication de l'électricité produite par les centrales de OPG. Dans les 42 mois suivant le commencement du marché libre, OPG doit céder le contrôle effectif d'au moins 4 000 MW de la capacité de production de ses centrales à combustible fossile, avec l'option de substituer jusqu'à 1 000 MW de capacité hydroélectrique à 1 000 MW de capacité des centrales à combustible fossile. De plus, dans les 10 ans suivant le commencement du marché libre, OPG doit réduire le contrôle effectif qu'elle exerce sur les options d'approvisionnement en électricité à au plus 35 % de l'approvisionnement total en électricité de l'Ontario.

## Analyse des résultats d'exploitation

| *(en millions de dollars)* | 2001 | Retraité 2000 |
|---|---|---|
| Produits | 6 239 | 5 978 |
| Charges d'exploitation | | |
| Exploitation, entretien et administration | 2 559 | 2 365 |
| Combustible | 1 259 | 1 271 |
| Achats d'électricité | 879 | 180 |
| Amortissement | 810 | 764 |
| Impôts fonciers et sur le capital | 308 | 379 |
| Coûts de restructuration | 67 | - |
| | 5 882 | 4 959 |
| Bénéfice d'exploitation | 357 | 1 019 |
| Intérêts débiteurs nets | 139 | 140 |
| Bénéfice avant impôts sur les bénéfices | 218 | 879 |
| Impôts sur les bénéfices | 66 | 389 |
| Bénéfice net | 152 | 490 |

### *Cession du contrôle des centrales nucléaires Bruce*

En mai 2001, OPG a signé un contrat de location-exploitation de ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B avec Bruce Power L.P. (« Bruce Power »). Dans le cadre du paiement initial, OPG a reçu 370 millions de dollars au comptant et un effet à recevoir de 225 millions de dollars. L'effet doit être remboursé en deux versements de 112,5 millions au plus tard quatre ans et six ans suivant la date de clôture de l'opération. En vertu de ce contrat, OPG a transféré à Bruce Power des matières, certaines immobilisations corporelles, des actifs et des passifs de régime de retraite et des obligations au chapitre des autres avantages postérieurs à l'emploi. De plus, OPG a convenu d'acheter toute la production d'électricité de Bruce Power jusqu'à la

date d'entrée en vigueur du marché libre. OPG demeure responsable de l'enlèvement des immobilisations nucléaires et de la gestion des déchets nucléaires des centrales nucléaires de Bruce. Le produit au comptant initial sera distribué à la province de l'Ontario (la « Province »). Au 31 décembre 2001, 246 millions de dollars ont été payés au moyen de dividendes.

Dans le cadre du contrat de location-exploitation, OPG recevra des paiements annuels liés au contrat de location-exploitation qui consistent en des paiements mensuels fixes et des paiements périodiques variables. Les paiements périodiques variables comprennent ceux d'une entente de partage du bénéfice net, commençant en janvier 2002, et des paiements supplémentaires relatifs à la gestion du combustible usé. Au total, les paiements fixes et variables se sont chiffrés à 72 millions de dollars en 2001 et devraient atteindre environ 200 millions de dollars en 2002. Outre les paiements exigibles en vertu d'un contrat, OPG reçoit d'autres produits pour les divers services fournis à Bruce Power, y compris la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne.

L'apport des centrales nucléaires Bruce au bénéfice a chuté de 214 millions de dollars avant impôts en 2001, comparativement à 2000. Ce montant inclut les répercussions de l'achat d'électricité auprès de Bruce Power, qui sont en partie contrebalancées par les produits de la location-exploitation et des services liés au contrat de location-exploitation, ainsi que par une baisse des charges d'exploitation.

### *Produits*

Les produits totaux pour 2001 ont été de 6 239 millions de dollars comparativement à 5 978 millions de dollars en 2000, une progression de 261 millions de dollars. Les produits totaux se composent des produits tirés de l'énergie de l'Ontario, des ventes sur les marchés interconnectés et des produits autres qu'énergétiques.

| Volume des ventes d'électricité (TWh) | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Ventes d'électricité en Ontario | 136,6 | 135,8 |
| Ventes d'électricité sur les marchés interconnectés | 3,6 | 4,0 |
| Total | 140,2 | 139,8 |

Les produits tirés de l'énergie en Ontario ont atteint 5 723 millions de dollars en 2001 par rapport à 5 576 millions en 2000, une hausse de 147 millions de dollars. Cette hausse est en grande partie attribuable à un tarif de produits moyen légèrement supérieur découlant des variations entre la demande prévue et la demande réelle et de la combinaison de clients ainsi qu'à une augmentation de 0,8 TWh du volume des ventes d'électricité, qui est passé de 135,8 TWh en 2000 à 136,6 TWh en 2001. Cette augmentation est essentiellement imputable à une diminution de la production d'électricité par les autres producteurs de l'Ontario et à une demande plus élevée des abonnés des sociétés municipales d'électricité comparativement à l'exercice précédent.

Les produits tirés des marchés interconnectés ont totalisé 222 millions de dollars en 2001 en regard de 279 millions de dollars en 2000, un déclin de 57 millions de dollars, qui est en grande partie dû au fléchissement des produits d'exploitation provenant des produits structurés et des volumes de ventes sur les marchés interconnectés en 2001 comparativement à 2000. Les volumes de ventes sur les marchés interconnectés se sont établis à 3,6 TWh en 2001, une réduction de 0,4 TWh par rapport au volume de 4,0 TWh de 2000.

Les produits autres qu'énergétiques comprennent les produits tirés de l'analyse et de la conception techniques, des services connexes et techniques, de la vente d'isotopes, de la location et des intérêts créditeurs liés au contrat de location avec Bruce Power. Les produits autres qu'énergétiques ont atteint 294 millions de dollars en 2001, en regard de 123 millions de dollars en 2000, un gain de 171 millions de dollars. Cette progression était essentiellement attribuable aux produits d'exploitation tirés des services et de la location en vertu des contrats signés avec Bruce Power.

### *Charges d'exploitation*

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration sont constituées des charges liées à la main-d'œuvre, aux matières et au soutien administratif. Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se sont élevées à 2 559 millions de dollars en 2001 comparativement à 2 365 millions de dollars en 2000, une augmentation de 194 millions de dollars. Cette augmentation est surtout imputable à l'intensification de l'activité et aux dépenses liées à la remise en service de la centrale nucléaire Pickering A (236 millions de dollars), à la hausse des charges de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi (42 millions de

dollars) ainsi qu'à l'inflation et à d'autres majorations (72 millions de dollars), qui ont été presque neutralisées par une atténuation des coûts d'exploitation découlant de la cession du contrôle des centrales nucléaires Bruce au cours du deuxième trimestre de 2001 (156 millions de dollars).

Le combustible comprend les coûts liés au charbon, à l'uranium, au pétrole et au gaz naturel, les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique et une provision pour l'élimination du combustible nucléaire épuisé, fondée sur la consommation réelle de combustible. Les dépenses liées au combustible se sont établies à 1 259 millions de dollars en 2001 par rapport à 1 271 millions de dollars en 2000, soit une diminution de 12 millions de dollars qui découle essentiellement de la baisse de la production des centrales à combustible fossile et des charges de combustible nucléaire en raison de la cession du contrôle des centrales nucléaires Bruce, baisse qui a été en partie contrebalancée par une production plus élevée des centrales alimentées au gaz et une poussée du prix moyen du charbon.

| Énergie totale disponible (TWh) | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Production | | |
| Nucléaire - Darlington et Pickering | 39,1 | 36,5 |
| - Bruce * | 8,6 | 23,3 |
| Nucléaire totale | 47,7 | 59,8 |
| Fossile | 40,2 | 42,4 |
| Hydroélectrique | 33,7 | 34,0 |
| Production totale | 121,6 | 136,2 |
| Achat d'électricité | 19,1 | 3,3 |
| Divers ** | (0,5) | 0,3 |
| Énergie totale disponible | 140,2 | 139,8 |

** Représente la production des centrales nucléaires Bruce du 1er janvier au 11 mai 2001.*

*** Représente le dépôt et le retrait d'électricité des sociétés de services publics des juridictions avoisinantes en vertu d'ententes de stockage d'énergie.*

Les coûts d'achats d'électricité représentent l'électricité achetée auprès des marchés interconnectés et de Bruce Power. Les achats d'électricité de 2001 se sont élevés à 879 millions de dollars comparativement à 180 millions de dollars en 2000, un bond de 699 millions de dollars. Les facteurs majeurs qui y ont contribué incluent les achats d'électricité auprès de Bruce Power, la disponibilité du charbon pendant le premier trimestre de 2001, un fléchissement de la production des producteurs indépendants en Ontario et une intensification de la demande pendant l'été. Les achats d'électricité en 2001, qui ont totalisé 19,1 TWh en regard de 3,3 TWh en 2000, comprenaient l'achat de 15,1 TWh auprès de Bruce Power.

L'amortissement imputé aux résultats d'exploitation en 2001 a atteint 810 millions de dollars par rapport à 764 millions de dollars en 2000, une progression de 46 millions de dollars. La dotation aux amortissements inclut l'amortissement des immobilisations en service, fondé sur leur durée d'utilisation estimative, et une charge liée à l'augmentation des coûts à payer au titre de la gestion des déchets nucléaires de faible activité et d'activité moyenne générés par le combustible nucléaire pendant l'exercice. L'amortissement lié aux déchets nucléaires s'est dégagé à 34 millions de dollars en 2001 contre 21 millions de dollars en 2000.

La dotation aux amortissements comprend également la revalorisation. La revalorisation tient à ce que les passifs pour l'élimination des déchets nucléaires et les frais futurs d'enlèvement des immobilisations sont comptabilisés à leur valeur actualisée nette. La charge pour revalorisation représente le rajustement résultant du retraitement des passifs de façon à refléter l'incidence sur les passifs futurs de l'inflation sur les estimations de coûts et sur la valeur temporelle de l'argent. La charge pour revalorisation est sensible aux fluctuations des taux d'intérêt et d'inflation. Elle s'est établie à 198 millions de dollars en 2001 par rapport à 202 millions de dollars en 2000 et inclut un crédit reflétant la croissance des fonds distincts réservés précisément pour faire face à ces charges, dont le montant à recevoir du gouvernement provincial. Ce crédit a atteint à 208 millions de dollars en 2001 en regard de 181 millions de dollars en 2000.

Les impôts fonciers comprennent les taxes payées aux municipalités, les paiements à la SFIÉO en remplacement des impôts fonciers des centrales à combustible fossile et nucléaires et les frais sur les revenus bruts des centrales hydroélectriques payés à la SFIÉO et à la province. La Province a instauré des frais sur les revenus bruts en date du 1er janvier 2001 pour restructurer le paiement des impôts fonciers municipaux, les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique et les paiements en remplacement des impôts fonciers des installations hydroélectriques de OPG. Les paiements des frais sur les revenus bruts sont établis en fonction des produits d'exploitation bruts tirés de la production annuelle d'électricité

des centrales hydroélectriques et dépendent des prix de l'électricité et de la production hydroélectrique. Les impôts fonciers, les paiements en remplacement des impôts fonciers et les frais sur les revenus bruts devraient équivaloir aux impôts fonciers payés par les sociétés fermées.

Les impôts fonciers et sur le capital se sont établis à 308 millions de dollars comparativement à 379 millions de dollars en 2000, un déclin de 71 millions de dollars qui est surtout attribuable à l'incidence de la réforme fiscale des frais sur les revenus bruts sur les installations hydroélectriques instaurée par la province.

### *Intérêts débiteurs nets*

Les intérêts débiteurs représentent les intérêts et autres charges de financement associés à la dette de OPG. Les intérêts débiteurs imputés à l'exploitation représentent les intérêts bruts moins les intérêts capitalisés et les intérêts créditeurs sur les liquidités excédentaires et les placements à court terme. Les intérêts débiteurs ont atteint 139 millions de dollars en 2001 comparativement à 140 millions de dollars en 2000.

### *Coûts de restructuration*

En 2001, OPG a approuvé un plan de restructuration conçu pour améliorer la compétitivité future au plan des coûts de OPG. Le parachèvement d'importantes activités de cession du contrôle et d'un certain nombre d'initiatives majeures au cours des deux prochaines années nécessite la restructuration de certains secteurs de OPG, qui soutiennent ces activités. Les charges de restructuration portent sur une réduction de l'effectif de l'ordre de 2 000 employés et comprennent les indemnités de cessation d'emploi et les charges de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi. OPG prévoit que la réduction de l'effectif s'échelonnera de manière uniforme sur deux ans.

D'après les estimations actuelles, le plan de restructuration devrait coûter environ 400 millions de dollars en vertu des conditions des conventions collectives existantes. La provision pour coûts de restructuration comptabilisée pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 s'est élevée 67 millions de dollars. Ce montant se compose des indemnités de cessation d'emploi de 40 millions de dollars, calculés en fonction du départ de 600 employés, et des coûts de 27 millions de dollars se rapportant à la compression du régime de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi.

### *Impôts sur les bénéfices*

À titre de société entièrement détenue par la province, OPG est actuellement exonérée d'impôts en vertu des dispositions de la Loi de l'impôt sur le revenu (Canada) et de la Loi sur l'impôt des corporations (Ontario). Toutefois, OPG est tenue de faire des paiements à la SFIÉO en remplacement des impôts sur les bénéfices fédéral et provincial. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions des lois fédérale et provinciale de l'impôt et aux règlements de la Loi de 1998 sur l'électricité.

Le taux d'imposition réel est passé de 44,3 % en 2000 à 30,3 % en 2001. Ce fléchissement est essentiellement dû à une réduction des impôts sur les bénéfices futurs découlant d'une diminution du taux d'imposition futur annoncée dans les budgets fédéral et provincial et du traitement fiscal favorable de certains des autres produits.

### *Retraitement des résultats de 2000 en matière de régime de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi*

En 2001, OPG a modifié sa convention comptable relativement aux variations du gain ou de la perte actuariel net du régime de retraite et du régime d'avantages postérieurs à l'emploi, en date du 1er avril 1999. Cette modification a donné lieu à l'amortissement de l'excédent du gain ou de la perte net cumulatif non amorti, au delà de 10 % de l'obligation au titre des prestations ou de la valeur axée sur la valeur marchande des actifs des régimes de retraite, selon le plus élevé des deux montants. Auparavant, la variation entière du gain ou de la perte actuariel net était amortie et les actifs du régime de retraite étaient évalués à la valeur marchande aux fins d'établissement des gains et des pertes actuariels.

Par suite de cette modification, les résultats d'exploitation de 2000 ont été retraités pour tenir compte de la hausse des charges liées aux prestations de 147 millions de dollars, du recul du bénéfice net de 95 millions de dollars et d'une réduction des bénéfices non répartis de 104 millions de dollars. Les charges liées aux avantages sociaux ont monté de 30 millions de dollars en 2001 en raison de cette modification apportée à la convention comptable.

De plus, une évaluation de l'historique des demandes de prestations de OPG pour les avantages postérieurs à l'emploi a donné lieu à une révision de la charge à ce titre de 32 millions de dollars en 2000, à une augmentation des pertes

actuarielles nettes non amorties de 90 millions de dollars et à une baisse du bénéfice net et des bénéfices non répartis de 20 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000. La révision est rétroactive au 1er janvier 2000.

L'incidence de la modification de la convention comptable en matière de régimes de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi ainsi que la révision des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi à la suite d'une évaluation de l'historique des demandes de prestations de OPG en 2000 se résument comme suit :

| | Modification de la convention comptable | Révision –avantages postérieurs à l'emploi | Total |
|---|---|---|---|
| Baisse des bénéfices non répartis – 1er janvier 2000 | (9) | - | (9) |
| Diminution du bénéfice net attribuable à ce qui suit : | | | |
| Modification de la convention comptable relativement au régime de retraite et aux avantages postérieurs à l'emploi | (147) | - | (147) |
| Révision de l'historique des demandes de prestation liées aux avantages postérieurs à l'emploi | - | (32) | (32) |
| Recouvrement d'impôts | 52 | 12 | 64 |
| | (95) | (20) | (115) |
| Baisse des bénéfices non répartis – 31 décembre 2000 | (104) | (20) | (124) |

## Enlèvement D'immobilisations Et Gestion Des Déchets Nucléaires

### *Passif pour l'enlèvement d'immobilisations et la gestion des déchets nucléaires*

En date du 1er avril 1999, par suite de l'acquisition des actifs de production de Ontario Hydro, OPG a comptabilisé une charge équivalente à la valeur engagée au titre du passif pour les immobilisations nucléaires et les immobilisations à combustible fossile. Cette valeur engagée représente la valeur actualisée totale des coûts de démantèlement des installations nucléaires et installations à combustible fossile à la fin de leur durée de vie utile, le coût fixe total des programmes de gestion des déchets nucléaires et les coûts variables des programmes de gestion des déchets nucléaires associés aux volumes réels de déchets, en date du 1er avril 1999. Au 31 décembre 2001, le passif pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires s'élevait à 7 497 millions de dollars (7 104 millions de dollars en 2000), dont 7 370 millions de dollars (6 978 millions de dollars en 2000) avaient trait au déclassement des installations nucléaires et aux déchets nucléaires, et 127 millions de dollars (126 millions de dollars en 2000), au déclassement des installations non nucléaires.

Le 1er avril 1999, la Province s'est engagée envers le financement par la Province, ou par son mandataire, de certaines charges de gestion des déchets nucléaires et d'enlèvement d'immobilisations engagées avant le 1er avril 1999. Les produits à recevoir de la Province, d'un montant de 2 773 millions de dollars, représentent l'engagement de 2 622 millions de dollars au 1er janvier 2001, ainsi que 151 millions de dollars en intérêts courus pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2001 au taux de 5,75 % (5,75 % en 2000). Le taux d'intérêt fait actuellement l'objet de négociations avec la Province et pourrait changer. On ne prévoit pas d'écart important du solde du passif découlant du taux d'intérêt définitif.

### *Fonds distincts et rôle des parties externes*

OPG contribue aux fonds distincts constitués pour couvrir les charges non financées liées à l'enlèvement des immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. OPG a l'intention de confier ces fonds à un dépositaire à l'extérieur de la société et de les utiliser exclusivement pour la gestion des déchets nucléaires et l'enlèvement des immobilisations nucléaires. Le fonds pour la gestion des déchets nucléaires et l'enlèvement des immobilisations nucléaires totalisait 1 208 millions de dollars au 31 décembre 2001 (781 millions de dollars en 2000).

En avril 2001, le ministère des Ressources naturelles du Canada a déposé un projet de loi sur les déchets de combustible nucléaire qui exigerait que les propriétaires de tels déchets au Canada mettent sur pied, comme entité juridique distincte, une société de gestion des déchets nucléaires et créent un fonds pour financer les charges relatives aux déchets de combustible nucléaire. La société de gestion des déchets nucléaires proposera des solutions de gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire et recommandera la méthode à adopter. Ses responsabilités comprendront l'approbation périodique par le gouvernement

fédéral des plans de gestion. De plus, cet organisme établira les responsabilités financières qui incomberont à chacun des propriétaires de déchets de combustible nucléaire. L'approbation du projet de loi est prévue pour 2002.

Outre le fonds constitué par l'entremise de la société de gestion des déchets nucléaires pour gérer les déchets de combustible nucléaire, OPG maintiendra des fonds distincts en vue de l'élimination des autres déchets nucléaires et de l'enlèvement des immobilisations nucléaires. Tant que l'aspect juridique des fonds distincts n'aura pas été arrêté définitivement, OPG continuera de mettre de côté ces fonds à l'intérieur de la société et gérera leur investissement et leur croissance séparément de ses autres liquidités. L'apport aux fonds distincts s'élèvera à environ 400 millions de dollars par année. OPG prévoit ajouter à ces fonds pendant la durée de vie restante estimative de ses centrales nucléaires.

### *Convention sur les fonds affectés aux immobilisations et déchets nucléaires*

OPG et les hauts fonctionnaires du ministère des Finances de l'Ontario sont parvenus à une entente quant aux principes directeurs d'une convention sur l'établissement, le financement et la gestion de fonds distincts suffisants pour acquitter les frais de déclassement des centrales nucléaires et de gestion de déchets nucléaires à long terme. OPG serait tenue de verser aux fonds distincts nucléaires pendant la durée de vie restante estimative des centrales nucléaires une contribution qui, ajoutée au revenu gagné et à une contribution de SFIÉO, couvrirait les coûts admissibles estimés en date du 1er avril 1999. La Province ou son mandataire limiteraient le risque financier de OPG face aux augmentations de certains des coûts de gestion des déchets nucléaires si la valeur actualisée de ces coûts dépassait certains seuils. Pour mettre en œuvre ces principes, il faudra toutefois négocier une convention définitive et obtenir les autorisations nécessaires de la Province, y compris des décrets ministériels.

Dans le cadre de la convention proposée, la Province ou son mandataire fournirait à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN »), comme l'exige la Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires, une garantie que seront constitués les fonds nécessaires pour acquitter la totalité des obligations de déclassement des centrales nucléaires et la gestion des déchets nucléaires. Cette garantie se rapporte à la partie du passif qui n'est pas financée par les fonds distincts internes de OPG ou par la Province au titre des produits à recevoir à ce jour. En retour, OPG paiera à la Province des frais de 0,5 % de la valeur de cette garantie. On prévoit l'entrée en vigueur de cette garantie en 2002, une fois la convention proposée définitive.

## Programme De Relance Nucléaire

Un élément important de la réussite financière de OPG est l'amélioration du fonctionnement de ses centrales nucléaires, ce qui suppose notamment l'augmentation de la production par OPG d'énergie nucléaire à faible coût, par la mise en place d'un plan de relance nucléaire et la remise en service des quatre unités de la centrale Pickering A.

Un plan de relance nucléaire complet visant l'amélioration de la performance d'exploitation des centrales nucléaires a été élaboré à l'automne 1997 par Ontario Hydro. Les dépenses associées au plan de relance nucléaire pendant la période comprise entre 1997 et 2004 devraient totaliser 1 400 millions de dollars. Cette estimation ne tient pas compte des coûts futurs liés aux centrales nucléaires Bruce désormais exploitées par Bruce Power. Les dépenses relatives au programme de relance nucléaire ont été d'environ 130 millions de dollars en 2001 (240 millions de dollars en 2000). Les dépenses totales depuis le début du programme en 1997 sont de 1 040 millions de dollars. Les dépenses prévues pour ces projets devraient totaliser environ 90 millions de dollars en 2002.

La remise en service des quatre unités de Pickering A ajoutera 2 060 MW d'électricité fiable et à faible coût et contribuera grandement à l'amélioration de la performance environnementale du secteur de l'électricité en Ontario. Le coût estimatif du projet, dont la majorité est passée en charges, s'élève à environ 1,5 milliard de dollars, dont 600 millions de dollars ont été dépensés à ce jour.

En 2001, la CCSN a accepté les conclusions de l'évaluation environnementale de la centrale nucléaire Pickering A et a ensuite annoncé qu'elle acceptait la remise en service de la centrale nucléaire Pickering A. Avant le démarrage de chaque unité, OPG est tenue de terminer les mises à niveau liées à la sécurité et à l'environnement ainsi que d'autres travaux de remise à neuf précisés dans la décision. OPG prévoit entreprendre la remise en service de la première unité de la centrale Pickering A pendant le troisième trimestre de 2002 et celle des trois autres unités, à des intervalles d'environ six à neuf mois.

## Situation De Trésorerie Et Sources De Financement

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont atteint 224 millions de dollars pendant l'exercice 2001 (1 281 millions de dollars en 2000). Cette baisse est surtout attribuable à un bénéfice moins élevé, à l'augmentation des niveaux des stocks de charbon et à des modifications des exigences en matière de fonds de roulement. Les espèces et quasi-espèces étaient de néant au 31 décembre 2001, comparativement à 565 millions de dollars au 31 décembre 2000. Les placements à court terme ont chuté de 335 millions de dollars au 31 décembre 2000 à 39 millions de dollars au 31 décembre 2001.

OPG continue d'investir dans les immobilisations et la technologie pour améliorer l'efficacité de son exploitation, augmenter la capacité de production des centrales existantes et maintenir et améliorer le service, la fiabilité, la sécurité et la performance environnementale. Les dépenses en capital ont atteint 739 millions de dollars en 2001, comparativement à 585 millions de dollars en 2000. Cette poussée des dépenses en capital est surtout imputable à l'activité accrue découlant de la remise en service de la centrale nucléaire Pickering A et à l'acquisition d'équipement antiémissions pour les centrales à combustible fossile de OPG.

Les dépenses en capital prévues par OPG pour 2002 sont d'environ 1 000 million de dollars. Ce montant inclut les dépenses de maintien des activités poursuivies pour la capacité de production actuelle, comme les dépenses pour respecter la réglementation sur la réduction des émissions, et les dépenses en capital nécessaires pour accroître la capacité de production, comme la remise en service de la centrale Pickering A et le programme de relance nucléaire. Du montant total prévu pour 2002, OPG estime que les dépenses de maintien représentent 380 millions de dollars. Pour 2003, OPG prévoit des dépenses en capital d'environ 830 millions de dollars, dont 430 millions de dollars représentent des dépenses de maintien.

Le fonds pour l'enlèvement des immobilisations et la gestion des déchets nucléaires a augmenté de 427 millions de dollars en 2001 (414 millions de dollars en 2000) grâce aux contributions et aux intérêts gagnés sur les placements. Le solde du fonds était de 1 208 millions de dollars au 31 décembre 2001 (781 millions de dollars en 2000).

Pour l'avenir, OPG a l'intention de recourir à des sources de financement externes, telles que des emprunts sur le marché financier canadien, pour obtenir les fonds lui permettant de réaliser son programme d'investissements, de refinancer la dette existante et de profiter d'une certaine souplesse dans le financement de ses activités futures. En octobre 2001, la cote d'évaluation BBB+ a été attribuée à OPG pour sa dette à long terme par Standard and Poor's et sa cote A a été confirmée par le Dominion Bond Rating Agency.

OPG a accès à des fonds en vertu d'une facilité de crédit de 600 millions de dollars consentie par certaines banques à charte canadiennes à titre de ligne de substitution pour son programme de papier commercial aux fins du financement du fonds de roulement et à des fins générales pour l'entreprise. Les montants prélevés sur cette facilité de crédit peuvent être en dollars canadiens ou américains à des taux variables, fondés sur certains taux de référence, dont le taux préférentiel, le taux d'acceptation bancaire et le TIOL.

Dans le cadre de son programme de papier commercial, OPG a le pouvoir d'émettre des billets à court terme à concurrence d'un montant en capital en cours de 600 millions de dollars canadiens ou de l'équivalent en dollars américains. Les billets émis dans le cadre du programme de papier commercial sont garantis par la facilité de crédit sus-mentionnée. Au 31 décembre 2001, OPG n'avait aucun billet émis et en circulation en vertu du programme de papier commercial, soit une baisse de 150 millions de dollars par rapport au 31 décembre 2000.

En 2001, OPG a remboursé 200 millions de dollars de sa dette à long terme. La dette à long terme de OPG, de 3 220 millions de dollars au 31 décembre 2001, consiste en 200 millions de dollars d'effets de premier rang échéant à moins d'un an, en 2 250 millions de dollars d'effets de premier rang venant à échéance de 2003 à 2009, 750 millions de dollars d'effets subalternes venant à échéance en 2010 et en 2011 et en 20 millions de dollars en obligations au titre des contrats de location-acquisition. Certaines clauses restrictives applicables à toute émission publique future de dette par OPG s'appliqueront automatiquement aux effets.

## Gestion Des Risques

### *Aperçu*

La méthode de gestion des risques utilisée par OPG repose sur un système de gestion du risque à l'échelle de la société. Les activités réalisées dans le cadre de la gestion du risque de OPG comprennent la détermination, la surveillance et

l'évaluation des risques ainsi que les rapports sur les risques, qui s'inscrivent dans une démarche d'optimisation du rendement des actifs. OPG effectue une évaluation de ses risques pour mieux les définir et évaluer l'efficacité de ses activités de gestion des risques, dont l'évitement, la réduction, le transfert et la substitution. La haute direction et le conseil d'administration de OPG examinent, tous les trimestres, les risques auxquels la Société fait face pour s'assurer qu'ils cadrent avec la stratégie d'ensemble et les niveaux de tolérance acceptables pour l'entreprise.

Après l'ouverture du marché, le niveau de risque de OPG sera accru, y compris le risque de marché et le risque de crédit inhérents à un marché déréglementé. Le conseil d'administration a approuvé les structures et les politiques de gouvernance pour faciliter la gestion du risque accru. Un comité de surveillance des risques, formé de cadres supérieurs de OPG, a été mis sur pied pour approuver les produits et surveiller les politiques et les questions de conformité et assurer l'efficacité soutenue de l'ensemble de la gouvernance de la société sous la direction du conseil d'administration.

En prévision des niveaux accrus de risque et de la complexité des activités du marché, OPG a mis en place un système global de gestion du risque et de saisie des opérations, assorti de processus et de contrôles. Les activités commerciales de OPG sont réparties en portefeuilles afin de déterminer les risques inhérents à chaque opération dans chacun des portefeuilles. Ce processus facilite la détermination et la mesure efficaces des risques ainsi que l'application de limites appropriées de positions et de risques aux fins du rendement et de la gestion des risques. La méthode de mesure de ces risques comprend l'application d'un éventail de mesures uniformes et reconnues pour la surveillance des activités de négociation et le portefeuille de production. Les positions ouvertes sont mesurées par rapport aux limites de la valeur à risque (VAR), qui établit la perte possible de valeur marchande d'un portefeuille en raison de la volatilité du marché pendant une période d'un jour, avec un intervalle de confiance de 95 %.

### *Programme de relance nucléaire*

La réussite de l'instauration du programme de relance nucléaire dépendra de plusieurs facteurs, dont la découverte de défectuosités imprévues dans l'exploitation ou la détérioration plus importante que prévu des actifs de production, des modifications importantes du cadre réglementaire actuel applicable à la production d'énergie nucléaire, la capacité d'embauche, de formation et de perfectionnement de personnel qualifié ainsi que la capacité d'apporter des changements à l'exploitation. Le programme de relance nucléaire comprend un cadre rigoureux de gestion des risques associés aux procédés et activités de production nucléaire. Ce cadre tient compte des secteurs à haut risque, des expositions et des répercussions connexes, de même que des stratégies de réduction des impacts propres au secteur nucléaire.

### *Respect de l'environnement*

OPG s'est engagée à respecter toutes les exigences législatives en matière d'environnement ainsi que les exigences qu'elle s'est fixées volontairement. La politique de OPG en matière d'environnement comprend la protection des écosystèmes, la prévention de la pollution, une utilisation plus efficace de l'énergie et des ressources ainsi que les relations avec les collectivités. OPG effectue périodiquement des vérifications de conformité environnementale.

Les systèmes de gestion environnementale de toutes les centrales nucléaires, à combustible fossile et hydroélectriques de OPG ont été certifiés ISO 14001. La certification confirme la mise en place dans toutes les centrales certifiées d'un programme complet visant à assurer une exploitation respectueuse de l'environnement et l'amélioration constante de la performance environnementale.

OPG gère ses émissions d'anhydride sulfureux ($SO_2$), d'oxydes d'azote ($NO_x$) et de dioxyde de carbone ($CO_2$). Les émissions sont réduites grâce à l'amélioration continue des centrales et à l'installation d'équipement écologique spécialisé, comme les épurateurs qui réduisent les émissions de $SO_2$, les brûleurs à faible émission de $NO_x$ et l'équipement à réduction catalytique sélective qui abaisse les émissions de $NO_x$ ainsi qu'à l'achat de charbon faible en soufre. OPG participe aussi au programme de crédits de réduction des émissions pour maintenir le niveau d'émissions de monoxyde d'azote (NO) et de $CO_2$ dans les limites réglementaires et sous ses propres plafonds. Les crédits de réduction des émissions sont achetés et vendus auprès de partenaires commerciaux au Canada et aux États-Unis. Les crédits de réduction des émissions sont obtenus lorsque la source réduit ses émissions au deça du plus bas niveau réel précédent ou du niveau fixé par la réglementation gouvernementale.

### *Risque associé au prix de l'électricité*

Le risque associé au prix de l'électricité est le risque que les variations du prix du marché de l'électricité nuiront aux bénéfices et aux flux de trésorerie de OPG. À la suite de l'ouverture du marché, OPG fera face au risque de prix directement lié à l'offre et à la demande d'énergie d'un marché libre ainsi qu'aux contraintes liées au transport. La production de OPG sera soumise aux prix du marché au comptant. Toutefois, des instruments dérivés et des produits de gestion des risques connexes pourront être utilisés pour réduire l'exposition de OPG à l'instabilité des prix de l'électricité une fois le marché ouvert.

### *Risque de crédit*

Le risque de crédit est le risque que des contreparties ne respectent pas leurs obligations. Après l'ouverture du marché, la quasi-totalité des produits d'exploitation de OPG proviendra des ventes sur le marché au comptant administré par la SIGMÉ. Les intervenants de ce marché devront respecter les normes de solvabilité fixées par la SIGMÉ et, ultérieurement, réduire le risque de crédit associé aux ventes sur le marché au comptant. Les autres produits d'exploitation de OPG proviendront de diverses sources, dont la vente à des tiers de produits de gestion des risques financiers.

OPG gère activement le risque de crédit à l'aide d'une politique de crédit relativement aux contreparties et a mis en place des procédés d'évaluation du crédit et de recouvrement afin de limiter son risque de crédit. OPG gère le risque de crédit de contrepartie en surveillant et en limitant la participation contractuelle d'entités à faible cote de solvabilité, en évaluant de manière intégrée le risque de crédit de ses contreparties et en effectuant des examens réguliers de leur solvabilité, y compris l'obtention de garanties pour toutes les opérations au delà des limites approuvées.

### *Risque de production*

OPG est exposée aux répercussions sur le marché du rendement incertain de ses unités de production, soit le risque de production. La quantité d'électricité produite par OPG est touchée par des risques au chapitre de l'approvisionnement en combustible, de la défaillance de l'équipement, des exigences d'entretien et des contraintes environnementales et réglementaires. Pour gérer l'instabilité du bénéfice provoquée par le risque de production, OPG a conclu de multiples ententes d'approvisionnement en combustible à court et à long terme et des ententes d'utilisation de l'eau à long terme; elle gère des stocks de combustible et applique les pratiques de l'industrie en matière de calendrier d'entretien et d'interruption. De plus, OPG s'assure que les exigences réglementaires sont respectées, surtout en ce qui a trait aux licences de ses installations nucléaires, et gère les contraintes environnementales liéesà la production à l'aide de programmes comme les crédits de réduction des émissions.

### *Risque de change et risque de taux d'intérêt*

Après l'ouverture du marché, le prix du marché au comptant de l'électricité en Ontario peut de manière périodique refléter les prix de l'électricité du marché au comptant américain dans les marchés interconnectés. De plus, OPG effectue d'importantes opérations libellées en dollars américains, telles que l'achat de combustible fossile ainsi que l'achat et la vente d'électricité sur les marchés américains. OPG gère actuellement ce risque en couvrant périodiquement ses flux de trésorerie nets en dollars américains, conformément aux politiques de gestion des risques approuvés.

Le risque de taux d'intérêt survient au moment de contracter un nouveau financement et à l'ajout de dette à taux variable. Des instruments financiers dérivés peuvent servir de couverture aux taux d'intérêt associés au financement futur. La gestion des risques s'effectuera par un éventail d'activités de couverture, en conformité avec les politiques de gestion des risques de la Société.

## Perspectives Du Marché

### *Environnement concurrentiel*

L'ouverture du marché aura d'importantes répercussions sur le mode de fonctionnement de l'industrie. Les consommateurs d'électricité de l'Ontario auront accès au fournisseur d'électricité de leur choix. Les producteurs énergétiques et les autres intervenants du marché devront concurrencer les uns avec les autres en ce qui a trait au prix, à la qualité du service et à d'autres facteurs de différenciation. Des débouchés seront créés pour les nouveaux produits et services, dont les produits de gestion des risques découlant des fluctuations des prix sur le marché.

OPG prévoit que la concurrence en Ontario proviendra d'un certain nombre de sources. Les entreprises qui exploitent la capacité de production cédée par OPG feront concurrence à OPG. Selon les installations, une centrale peut fournir une capacité de charge de base, intermédiaire et de crête. Les intermédiaires offrant de nouveaux produits et services, dont les produits de gestion des risques financiers, se livreront une vive concurrence pour vendre les produits énergétiques aux utilisateurs finaux en Ontario. Les intervenants du marché tenteront de s'emparer des occasions de fournir et d'importer l'énergie de l'extérieur de l'Ontario, sous réserve des interconnexions de transport. On s'attend aussi à une concurrence entre les nouveaux producteurs d'énergie indépendants de l'Ontario. L'ajout de capacité de production dépendra d'un certain nombre de facteurs, dont les niveaux de prix prévus et réels de l'électricité et du gaz, la capacité des intervenants à structurer les opérations commerciales, les progrès de la technologie et les changements apportés à la réglementation environnementale et autre.

La demande d'électricité devrait augmenter en raison de la croissance démographique et économique continue et de la hausse de la demande pour le chauffage, la climatisation et l'infrastructure électronique.

### *Possibilités sur le marché*

Le portefeuille d'actifs de production de OPG est bien équilibré et diversifié au chapitre de la technologie, du type de combustible et de la souplesse de répartition et du marché. Bien que ses coûts de production soient plus élevés que ceux des producteurs du Manitoba et du Québec, ils sont relativement bas comparativement à ceux d'autres producteurs de l'Ontario et du nord-est et du Midwest des États-Unis.

La stratégie fondamentale à court terme de OPG consiste à augmenter la productivité, la capacité de production et la compétitivité sur le plan des coûts de ses centrales nucléaires. OPG continue de se concentrer sur la mise en place d'un plan de relance nucléaire de 1,4 milliard de dollars, conçu pour améliorer la performance d'exploitation, la fiabilité, la sécurité et la performance environnementale. Aussi, la remise en service de la centrale Pickering A rétablira 2 060 MW de capacité nucléaire propre et à faible coût.

Pour améliorer sa compétitivité sur le plan des coûts et sa souplesse opérationnelle, OPG poursuit certaines initiatives dont le perfectionnement de sa main-d'œuvre, l'amélioration du contrôle des coûts liés aux matières et aux services par l'adoption de nouveaux processus, la participation au marché du cybercommerce interentreprises et l'impartition stratégique de ses activités non essentielles, y compris dans le cadre d'une coentreprise de services de technologie de l'information avec Business Transformation Services Inc. et d'une coentreprise de développement technologique, Kinectrics Inc. OPG restructure également certains secteurs de la société conséquemment à la réduction de sa capacité de production par la cession de contrôle et le parachèvement de certaines initiatives majeures.

Le nouveau marché concurrentiel présentera des occasions de croissance dans les domaines de la négociation et de la vente de produits de gestion des risques financiers. OPG achève la mise en place de ses systèmes commerciaux et autres technologies lui permettant d'accéder aux données sur le marché et d'interagir avec les autres intervenants du marché après l'ouverture du marché. Pour saisir ces occasions, OPG a acquis les compétences en gestion du risque et en structuration de produits nécessaires pour établir les prix et gérer des produits structurés complexes et s'est dotée d'autres capacités sur le marché essentielles pour maximiser l'élargissement et la fidélisation de sa clientèle et améliorer les offres de services et de produits.

La remise en service prévue des unités de Pickering A de OPG accroîtra l'approvisionnement énergétique en Ontario et donnera des occasions supplémentaires de vente sur les marchés interconnectés. La possibilité de tirer pleinement parti de ces occasions dépend des limites actuelles de la capacité des marchés interconnectés et de l'accès de OPG aux interconnexions qui lui permettra d'exporter de manière concurrentielle sur le nouveau marché.

À moyen et à long terme, OPG prévoit s'assurer de la capacité de production des secteurs du marché interconnecté américain avoisinants de l'Ontario afin de compléter la composition de ses actifs, de renforcer ses ventes et le commerce, d'assumer ses obligations en vertu des contrats d'énergie et de gestion des risques ainsi que de saisir les occasions de croissance. OPG entend y parvenir par étapes et de manière pondérée. OPG s'appuiera sur son expérience opérationnelle, y compris l'amélioration de son rendement, et sur ses compétences dans la vente d'électricité sur les marchés interconnectés pour optimiser la valeur des actifs acquis.

La réussite de OPG sur les marchés interconnectés américains concurrentiels sera tributaire de nombreux facteurs, entre autres le rythme de la restructuration réglementaire, le niveau d'accès à ces marchés par des exigences en matière de licences réglementaires, les limites imposées par la capacité de transport aux États-Unis et d'autres facteurs, dont le prix de l'électricité sur ces marchés, les coûts de transport et les questions environnementales.

OPG prévoit que le bénéfice net de 2002 sera inférieur à celui de 2001 et sera touché par divers facteurs, notamment le contrat de location des centrales Bruce et la cession prévue du contrôle de certaines centrales hydroélectriques et à combustible fossile pendant l'exercice, l'augmentation des prix du charbon, les dépenses continues liées à la remise en service des unités de Pickering A, la hausse des coûts de financement liée aux emprunts prévus et les coûts de restructuration découlant d'une autre réduction de l'effectif. Les répercussions de ces facteurs seront en partie contrebalancées par l'effet de la croissance prévue de la production et de la diminution des achats d'énergie.

OPG croit qu'elle pourra améliorer son bénéfice net avec le temps en grande partie grâce à sa stratégie de relance nucléaire, en particulier la remise en service de la centrale Pickering A, la réduction des charges d'exploitation conséquemment à la mise en application de sa stratégie de relance nucléaire, et le parachèvement des opérations de cession de contrôle et la mise en place de stratégies de croissance de OPG.

### *Réduction du pouvoir sur le marché*

OPG prévoit respecter les engagements de cession de contrôle grâce à la vente d'actifs, aux swaps d'énergie ou d'actifs ou à d'autres opérations. Alors que le cadre de réduction du pouvoir sur le marché impose dans les faits une réduction de la capacité de production qu'elle peut contrôler sur le marché ontarien, rien n'empêche OPG d'accroître son volume de ventes sur les marchés de l'exportation et de commerce de produits énergétiques.

OPG s'est engagée dans un processus de cession de contrôle, avant l'échéance réglementaire, de certains de ses actifs de production. En mai 2001, OPG a signé un contrat de location en vertu duquel elle louait à Bruce Power, ses centrales Bruce A et Bruce B. Dans le cadre de ce contrat, OPG a transféré le contrôle de la capacité de production des centrales nucléaires Bruce à Bruce Power. Ce transfert fait partie des exigences de cession de contrôle imposées à OPG en vertu de sa licence de production. Sous réserve de l'approbation de la Commission, OPG pourra réduire le volume de production soumis au rabais de 3,8 ¢ le KWh. L'opération s'inscrit dans la démarche de respect, par OPG, des exigences du processus de déréglementation, dont celle de ramener dans les dix ans suivant le marché libre, son contrôle à 35 % ou moins de l'approvisionnement du marché de l'Ontario.

En 2001, OPG a entrepris la cession du contrôle de quatre centrales à combustible fossile, soit la centrale Lakeview de 1 140 MW, la centrale Lennox de 2 140 MW, la centrale Thunder Bay de 310 MW et la centrale Atikokan de 215 MW. OPG est actuellement en voie de céder le contrôle de quatre centrales hydroélectriques, repésentant une capacité approximative de 500 MW, le long de la rivière Mississagi. Les opérations découlant de ces processus devraient être terminées pendant 2002.

## Autres Initiatives

### *OPG Ventures Inc.*

En mars 2001, OPG a formé une nouvelle filiale appelée OPG Ventures Inc., dont l'objectif est d'investir jusqu'à 100 millions de dollars au cours des trois prochaines années dans des entreprises technologiques émergentes spécialisées dans la domaine de l'énergie. Cette mesure procurera à OPG un rendement financier, une hausse de ses investissements dans les entreprises technologiques du secteur de l'énergie et une meilleure compréhension de celles-ci. OPG a investi 10 millions de dollars en 2001.

### *Initiative en technologie de l'information*

En 2001, OPG a conclu une entente de services de technologie de l'information de dix ans avec Business Transformation Services Inc. (« BTS »), filiale en propriété exclusive de Cap Gemini Ernst & Young, pour former New Horizon System Services Inc. (« New Horizon »). L'entente prévoit la mutation de quelque 600 employés à New Horizon, coentreprise détenue à 51 % par BTS et à 49 % par OPG. D'ici mars 2002, OPG prévoit se départir de sa participation dans New Horizon en vendant ses 49 % à BTS.

## RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION À L'ÉGARD DE LA PRÉSENTATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Les états financiers consolidés ci-joints de Ontario Power Generation Inc. sont la responsabilité de la direction et ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. Lorsqu'il existe plus d'une méthode comptable, la direction a choisi celle qu'elle jugeait la plus appropriée. La préparation des états financiers comprend nécessairement l'utilisation d'estimations fondées sur le jugement de la direction, particulièrement lorsque des opérations visant l'exercice courant ne peuvent se terminer avec certitude qu'au cours de futurs exercices. Les états financiers consolidés ont été préparés correctement dans les limites raisonnables de l'importance relative et à la lumière des renseignements disponibles au 30 janvier 2002.

La direction maintient un système de contrôles internes en vue de fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est pertinente, fiable et exacte, que les actifs sont protégés et que les opérations sont effectuées conformément à l'autorisation de la direction. Ce système est surveillé et évalué par la direction, le service de vérification interne et le groupe de gestion du risque.

Les états financiers consolidés ont été vérifiés par Ernst & Young s.r.l., vérificateurs externes indépendants nommés par le conseil d'administration. La responsabilité des vérificateurs externes consiste à exprimer une opinion sur la présentation fidèle des états financiers selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. Le rapport des vérificateurs précise l'étendue de leur vérification et leur opinion.

Le comité de vérification du conseil d'administration est composé d'administrateurs indépendants. Les membres du comité de vérification rencontrent périodiquement les membres de la direction ainsi que les vérificateurs internes et externes afin de s'assurer que chaque groupe s'acquitte de ses responsabilités respectives, et d'examiner les états financiers avant d'en recommander l'approbation au conseil d'administration. Les vérificateurs externes ont eu accès direct et sans restriction au comité de vérification, avec et sans la présence des membres de la direction, pour discuter de la vérification et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière par Ontario Power Generation Inc. et l'efficacité du système de contrôles internes.

Le 30 janvier 2002

**Ronald W. Osborne**
*Le président et chef de la direction,*

**Wayne M. Bingham**
*Le vice-président exécutif et chef des finances,*

**À l'actionnaire de Ontario Power Generation Inc.**

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2001 et 2000, et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie des exercices terminés à ces dates. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de Ontario Power Generation Inc. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et autres éléments d'information fournis dans les états financiers consolidés. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2001 et 2000, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Ernst & Young LLP

ERNST & YOUNG s.r.l.
Comptables agréés
Toronto, Canada
Le 23 janvier 2002

## États consolidés des résultats

| Exercices terminés les 31 décembre<br>*(en millions de dollars, sauf pour le résultat par action)* | 2001 | Retraité *(notes 2 et 15)*<br>2000 |
|---|---|---|
| **Produits** | **6 239** | 5 978 |
| **Charges d'exploitation** | | |
| Exploitation, entretien et administration | **2 559** | 2 365 |
| Combustible | **1 259** | 1 271 |
| Achat d'électricité | **879** | 180 |
| Amortissement *(notes 5 et 6)* | **810** | 764 |
| Impôt foncier et impôt sur le capital | **308** | 379 |
| Coûts de restructuration *(note 17)* | **67** | - |
| | 5 882 | 4 959 |
| **Bénéfice d'exploitation** | **357** | 1 019 |
| Intérêts débiteurs nets | **139** | 140 |
| **Bénéfice avant impôts sur les bénéfices** | **218** | 879 |
| **Impôts sur les bénéfices** *(note 3)* | | |
| Exigibles | **(65)** | 310 |
| Futurs | **131** | 79 |
| | 66 | 389 |
| **Bénéfice net** | **152** | 490 |
| **Résultat par action ordinaire de base et dilué** | **0,59** | 1,91 |
| **Actions ordinaires en circulation** *(millions)* | **256,3** | 256,3 |

*Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.*

## États consolidés des bénéfices non répartis

| Exercices terminés les 31 décembre<br>*(en millions de dollars)* | 2001 | Retraité *(notes 2 et 15)*<br>2000 |
|---|---|---|
| **Bénéfices non répartis au début de l'exercice comme présentés antérieurement** | **691** | 291 |
| Retraitement *(notes 2 et 15)* | **(124)** | (9) |
| **Bénéfices non répartis au début de l'exercice après retraitement** | **567** | 282 |
| Bénéfice net | **152** | 490 |
| Dividendes | **(375)** | (205) |
| **Bénéfices non répartis à la fin de l'exercice** | **344** | 567 |

*Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.*

## États consolidés des flux de trésorerie

| Exercices terminés les 31 décembre<br>*(en millions of dollars)* | 2001 | Retraité<br>*(notes 2 et 15)*<br>2000 |
|---|---|---|
| **Activités d'exploitation** | | |
| Bénéfice net | 152 | 490 |
| Rajustements pour les éléments hors caisse : | | |
| Amortissement | 810 | 764 |
| Actif reporté du régime de retraite | 21 | 19 |
| Avantages postérieurs à l'emploi | (13) | 73 |
| Impôts sur les bénéfices futurs | 131 | 79 |
| Provision pour restructuration *(note 17)* | 67 | - |
| Divers | 53 | 65 |
| | 1 221 | 1 490 |
| Fonds pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires | (427) | (414) |
| Dépenses de gestion des déchets nucléaires | (56) | (43) |
| Variations nettes des autres actifs et passifs à long terme | (67) | (107) |
| Variations du fonds de roulement hors caisse : | | |
| Débiteurs | (50) | (38) |
| Impôts sur les bénéfices recouvrables | (77) | - |
| Stocks de combustible | (293) | 136 |
| Matières et fournitures | (60) | (4) |
| Créditeurs et charges à payer | 33 | 261 |
| **Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation** | 224 | 1,281 |
| **Activités d'investissement** | | |
| Dépenses pour immobilisations | (739) | (585) |
| Produit provenant de la cession du contrôle de Bruce *(note 16)* | 370 | - |
| Produit net tiré (achat) de placements à court terme | 296 | (335) |
| Produit de la vente d'immobilisations | 12 | 16 |
| **Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement** | (61) | (904) |
| **Activités de financement** | | |
| Effets à court terme émis (remboursés) | (150) | 150 |
| Remboursement de la dette à long terme et obligation au titre du contrat de location-acquisition *(note 7)* | (203) | - |
| Dividendes | (375) | (205) |
| **Flux de trésorerie liés aux activités de financement** | (728) | (55) |
| **Augmentation (diminution) nette des espèces et quasi-espèces** | (565) | 322 |
| **Espèces et quasi-espèces au début de l'exercice** | 565 | 243 |
| **Espèces et quasi-espèces à la fin de l'exercice** | - | 565 |

*Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés*

## Bilans consolidés

| Aux 31 décembre<br>*(en millions de dollars)* | 2001 | Retraité<br>*(notes 2 et 15)*<br>2000 |
|---|---|---|
| **Actif** | | |
| **Actif à court terme** | | |
| Espèces et quasi-espèces *(note 4)* | - | 565 |
| Placements à court terme *(note 4)* | 39 | 335 |
| Débiteurs | 1 010 | 968 |
| Impôts sur les bénéfices recouvrables | 77 | - |
| Stocks de combustible | 537 | 288 |
| Matières et fournitures | 35 | 37 |
| | 1 698 | 2 193 |
| **Immobilisations** *(note 5)* | | |
| Immobilisations corporelles | 14 460 | 13 842 |
| Moins : amortissement cumulé | 1 479 | 910 |
| | 12 981 | 12 932 |
| **Autres actifs** | | |
| Actif reporté du régime de retraite *(notes 2 et 15)* | 330 | 482 |
| Fonds pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires *(note 6)* | 1 208 | 781 |
| Effet à long terme à recevoir *(note 16)* | 225 | - |
| Matières et fournitures | 179 | 192 |
| Débiteurs à long terme et autres actifs | 65 | 52 |
| | 2 007 | 1 507 |
| | 16 686 | 16 632 |

*Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.*

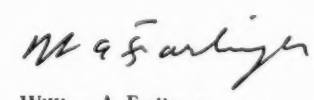
## Bilans consolidés

| Aux 31 décembre<br>*(en millions de dollars)* | 2001 | Retraité<br>*(notes 2 et 15)*<br>2000 |
|---|---|---|
| **Passif** | | |
| **Passif à court terme** | | |
| Créditeurs et charges à payer | 1 505 | 1 406 |
| Effets à court terme à payer *(note 8)* | - | 150 |
| Produits reportés à moins d'un an *(note 16)* | 13 | - |
| Tranche à moins d'un an de la dette à long terme *(note 7)* | 205 | 204 |
| | 1 723 | 1 760 |
| **Dette à long terme** *(note 7)* | 3 015 | 3 219 |
| **Autres passifs** | | |
| Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires *(note 6)* | 4 724 | 4 482 |
| Avantages postérieurs à l'emploi *(notes 2 et 15)* | 924 | 1 032 |
| Créditeurs à long terme et charges à payer | 336 | 298 |
| Produits reportés *(note 16)* | 215 | - |
| Passifs d'impôt futurs *(note 3)* | 279 | 148 |
| | 6 478 | 5 960 |
| **Avoir de l'actionnaire** | | |
| Actions ordinaires *(note 10)* | 5 126 | 5 126 |
| Bénéfices non répartis *(notes 2 et 15)* | 344 | 567 |
| | 5 470 | 5 693 |
| | 16 686 | 16 632 |

**Éventualités et engagements** *(note 14)*

*Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés*

Au nom du conseil d'administration,



**William A. Farlinger**
*Président du Conseil*

**Ronald W. Osborne**
*Président et chef de la direction*

## 1. Description De L'entreprise

Ontario Power Generation Inc. a été constituée le 1er décembre 1998 selon la Loi sur les sociétés par actions de l'Ontario. Dans le cadre de la restructuration de Ontario Hydro, en vertu de la Loi de 1998 sur l'électricité, et du secteur de l'électricité en Ontario, Ontario Power Generation Inc. et ses filiales (collectivement appelée « OPG ») ont acquis et pris en charge certains actifs, passifs, employés, droits et obligations liés aux activités de production d'électricité de Ontario Hydro le 1er avril 1999, date du début de l'exploitation. Ontario Hydro a continué d'exercer ses activités sous le nom de Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIÉO »), avec le mandat de gérer et de rembourser la dette impayée et les autres obligations de Ontario Hydro.

## 2. Sommaire Des Principales Conventions Comptables

### *Méthode de comptabilisation*

Les états financiers consolidés de OPG ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada qui exigent que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses relativement aux montants présentés pour les actifs, passifs, produits et charges et à la présentation d'actifs et de passifs éventuels.

### *Consolidation*

Les états financiers consolidés incluent les comptes de Ontario Power Generation Inc. et de ses filiales. Ontario Power Generation Inc. comptabilisent ses participations dans les coentreprises selon la méthode de la consolidation proportionnelle.

### *Stocks*

Les stocks de combustible sont évalués au moindre du coût moyen et de la valeur de réalisation nette.

Les matières et fournitures sont évaluées au moindre du coût moyen et de la valeur de réalisation nette, à l'exception de pièces de rechange spécifiques uniques à certaines installations nucléaires ou à combustible fossile. Le coût des pièces de rechange spécifiques est imputé aux résultats selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie restante de ces installations et est classé comme un actif à long terme.

### *Immobilisations et amortissement*

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction sont capitalisés dans le coût de l'immobilisation.

Le taux d'amortissement utilisé pour les différentes catégories d'immobilisations est fondé sur leur durée de vie utile estimative. Les coûts d'enlèvement des immobilisations qui n'apparaissent pas dans la présente période ou dans les périodes antérieures sont imputés à la dotation aux amortissements.

Les immobilisations sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs et l'équipement de transport et de travail qui le sont selon la méthode de l'amortissement dégressif comme suit :

| | |
|---|---|
| Centrales nucléaires | 25 à 40 ans |
| Centrales à combustible fossile | 40 à 50 ans |
| Centrales hydroélectriques | 100 ans |
| Installations d'administration et d'entretien | 50 ans |
| Ordinateurs et équipement de transport et de travail – amortissement dégressif | 9 % à 40 % |
| Principaux logiciels d'application | 7 ans |

### *Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires*

OPG constate un passif à l'égard de l'enlèvement d'immobilisations et de la gestion des déchets nucléaires en tenant compte de la valeur temporelle de l'argent puisqu'elle peut estimer le montant et l'échéancier des charges en trésorerie futures reliées à ces activités. Lorsque OPG a commencé ses activités le 1er avril 1999, les coûts suivants ont été constatés comme passif :

- La valeur actualisée des coûts de démantèlement des installations nucléaires et à combustible fossile à la fin de leur durée de vie utile.
- La valeur actualisée de la partie coût fixe de tout programme de gestion des déchets nucléaires requis, sans égard au volume de déchets produits.
- La valeur actualisée de la partie coût variable de tout programme de gestion des déchets nucléaires tenant compte des volumes de déchets réels, engagée jusqu'au 1er avril 1999.

Afin d'inclure les déchets produits chaque année, le passif relatif aux coûts de gestion des déchets nucléaires est augmenté du montant correspondant imputé aux résultats comme charge d'amortissement ou de combustible. OPG procède par paiements prédéterminés pour la couverture du passif d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Le fonds ainsi constitué sert uniquement à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires. OPG a l'intention de confier ce fonds à un dépositaire à l'extérieur de la société. Les coûts réels engagés pour les programmes de gestion des déchets nucléaires sont déduits des sommes détenues dans ce fonds.

La revalorisation découle du fait que les passifs pour l'élimination des déchets nucléaires et les frais futurs d'enlèvement d'immobilisations sont comptabilisés au bilan à leur valeur actualisée nette. La charge pour revalorisation représente le rajustement résultant du retraitement des passifs de façon à refléter l'incidence sur les passifs futurs de l'inflation sur les estimations de coûts et sur la valeur temporelle de l'argent. La revalorisation est présentée aux états financiers consolidés comme partie intégrante de l'amortissement.

Les coûts d'exploitation permanents engagés pour le stockage temporaire du combustible nucléaire épuisé pendant la durée d'exploitation utile de la centrale sont comptabilisés dans les charges d'exploitation permanentes et les dépenses en capital.

### *Produits d'exploitation*

Les produits d'exploitation proviennent principalement de la vente d'électricité sur le marché de gros, aux clients industriels d'envergure de l'Ontario et sur les marchés interconnectés des États-Unis, du Québec et du Manitoba. Les prix de l'électricité de gros des clients de l'Ontario sont facturés selon des tarifs groupés, qui comprennent le transport et d'autres charges connexes. OPG reçoit les paiements groupés et distribue les fonds aux sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro en vertu de l'entente de répartition des produits. Selon les conditions de l'entente de répartition des produits, le solde des fonds non distribués garantit à OPG des produits prévus de 4 ¢/kWh, fondés sur la combinaison de la demande d'électricité prévue et la composition de la clientèle ainsi que sur un montant fixe pour services connexes. Les variations entre la demande prévue et la demande réelle et la composition de la clientèle auront un effet sur le produit réel par kWh consenti à OPG.

Les produits d'exploitation autres qu'énergétiques comprennent des produits tirés de l'analyse et de la conception techniques, des services connexes et techniques, de la vente d'isotopes, de la location, des intérêts créditeurs liés à la location de Bruce Power et des gains et pertes de change. Pour ce qui est des autres contrats, les produits d'exploitation sont constatés lorsque les services sont rendus ou lorsque les produits sont livrés.

### *Conversion des devises*

Les actifs et les passifs monétaires à court terme libellés en devises sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Tout gain ou perte en résultant figure dans les autres produits.

### *Instruments dérivés*

OPG conclut divers instruments de couverture pour la gestion du risque de change et du risque du prix des marchandises par des instruments dérivés comme les contrats à terme, les options d'achat et de vente et les swaps d'énergie. Lorsque les instruments dérivés servent de couverture pour gérer le risque de OPG face aux fluctuations du prix des marchandises ou aux variations du change, les gains ou les pertes sur les instruments couverts sont constatés lorsque l'opération sous-jacente est effectuée. Les gains ou les pertes de couverture de change sont comptabilisés dans les autres produits d'exploitation. Les gains ou les pertes de couverture du prix des marchandises sont inscrits dans les produits d'exploitation d'énergie ou dans les achats d'électricité.

### *Espèces et quasi-espèces et placements à court terme*

Les espèces et quasi-espèces comprennent l'argent en dépôt et les instruments du marché monétaire liquides dont l'échéance initiale est de moins de 90 jours à la date d'achat. Tous les instruments du marché monétaire liquides dont l'échéance est de plus de 90 jours et moins d'un an à la date d'achat sont constatés comme des placements à court terme. Ces titres sont inscrits aux bilans consolidés au moindre du coût et de la valeur marchande.

Les intérêts gagnés sur les espèces, quasi-espèces et placements à court terme sont contrebalancés par les intérêts débiteurs dans les états consolidés des résultats.

### *Impôts sur les bénéfices et autres impôts*

OPG est responsable, en vertu de la Loi de 1998 sur l'électricité des paiements en remplacement d'impôts à SFIÉO. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la Loi de l'impôt sur le revenu (Canada) et de la Loi sur l'imposition des corporations (Ontario) et sont modifiés conformément aux règlements de la Loi de 1998 sur l'électricité.

OPG utilise la méthode du passif fiscal selon laquelle les impôts sur les bénéfices futurs représentent les incidences fiscales nettes des écarts temporaires entre la valeur comptable des actifs et passifs et leur valeur fiscale.

OPG est tenue de faire des paiements en remplacement d'impôts fonciers sur ses actifs de production à SFIÉO. Ces paiements, ainsi que les impôts fonciers et les frais sur les revenus bruts, devraient équivaloir au total des impôts fonciers payés par les sociétés fermées. La province a instauré les frais sur les revenus bruts en date du 1er janvier 2001 pour restructurer le paiement des impôts fonciers municipaux, les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique et les paiements en remplacement des impôts fonciers des installations hydroélectriques de OPG. Les paiements des frais sur les revenus bruts sont établis à partir des produits d'exploitation bruts tirés de la production annuelle d'électricité des centrales hydroélectriques et dépendent des prix de l'électricité et de la production hydroélectrique.

### *Recherche et développement*

Les frais de développement liés directement à la conception ou à la construction d'une immobilisation précise sont capitalisés au titre du coût de l'immobilisation. Les frais de recherche et développement engagés pour régler des obligations à long terme comme des passifs de gestion des déchets nucléaires, pour lesquels des provisions spécifiques existent déjà, sont imputés au passif correspondant. Tous les autres frais de recherche et de développement, qui ne peuvent être reportés, sont passés en charges dans l'exercice où ils sont engagés.

*Charges de retraite et avantages postérieurs à l'emploi*

Les avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG comprennent les régimes de retraite, l'assurance-vie collective, les soins de santé, les prestations en cas d'invalidité prolongée et les indemnités pour accident du travail. OPG comptabilise ses obligations au titre du régime de retraite et du régime d'avantages postérieurs à l'emploi. Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à des valeurs axées sur la valeur marchande afin de déterminer les gains et les pertes actuariels. Lorsque la constatation de la mutation d'employés et du transfert des avantages postérieurs à l'emploi se traduit par une compression et un règlement des obligations, la compression est comptabilisée avant le règlement. Les obligations et charges de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi sont déterminées annuellement par des actuaires indépendants d'après les hypothèses les plus probables de la direction.

Les charges de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi comprennent les coûts de services rendus de l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, les rajustements liés aux modifications des régimes et les changements d'hypothèses qui se traduisent en gains ou en pertes actuariels. Les coûts des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des employés couverts par le régime. L'excédent du gain ou de la perte net cumulatif non amorti, au delà de 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur axée sur la valeur marchande des actifs des régimes de retraite selon le plus élevé des deux montants, est aussi amorti sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des employés.

En 2001, OPG a modifié sa convention comptable relativement aux variations des gains ou des pertes actuariels nets pour amortir le gain ou la perte net cumulatif non amorti au delà de 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur axée sur la valeur marchande des actifs du régime de retraite selon le plus élevé des deux montants. Auparavant, la variation totale des gains ou des pertes actuariels nets était amortie sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des employés et les actifs du régime de retraite étaient évalués à la valeur marchande aux fins de l'établissement des gains et pertes actuariels. La modification de la convention comptable à l'égard des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi a été appliquée rétroactivement au 1er avril 1999.

L'incidence de la modification de la convention comptable en matière de régimes de retraite et de régimes d'avantages postérieurs à l'emploi ainsi que la révision des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi à la suite d'une évaluation de l'historique des demandes de prestations de OPG pour 2000 sont comme suit :

| *(en millions de dollars)* | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Diminution des bénéfices non répartis à l'ouverture – 1er janvier | (124) | (9) |
| Augmentation (diminution) du bénéfice net en raison : | | |
| De la modification de la convention comptable sur les régimes de retraite | (40) | (144) |
| De la modification de la convention comptable sur les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi | 10 | (3) |
| De la révision des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi *(note 15)* | - | (32) |
| Des impôts sur les bénéfices | (2) | 64 |
| Diminution des bénéfices non répartis à la fermeture – 31 décembre | (156) | (124) |
| Diminution du résultat par action de base et dilué | (0,12) | (0,45) |

*Résultat par action*

En 2000, l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») a publié une nouvelle version du chapitre 3500, Résultat par action, du Manuel, qui est en vigueur pour les exercices ouverts le 1er janvier 2001. Étant donné que OPG n'a émis aucun titre dilutif depuis le 1er avril 1999, cette révision n'a aucune incidence sur les présents états financiers consolidés.

*Utilisation d'estimations*

La préparation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses influant sur les montants des actifs et des passifs présentés, sur les actifs et les passifs éventuels présentés en date des états financiers et sur les montants des produits et charges présentés pour les périodes visées. Les résultats réels peuvent différer de ces estimations.

## 3. Impôts Sur Les Bénéfices

Le rapprochement du taux réel d'imposition et du taux prévu par la loi se présente comme suit :

| *(en millions de dollars)* | 2001 | Retraité *(notes 2 et 15)* 2000 |
|---|---|---|
| Bénéfice avant impôts sur les bénéfices | 218 | 879 |
| Taux d'imposition fédéral et provincial combiné prévu par la loi, y compris la surtaxe | 41,2% | 43,9% |
| Taux prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable | 90 | 386 |
| Augmentation (diminution) des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants : | | |
| Impôts des grandes sociétés en sus de la surtaxe | 33 | 25 |
| Modifications pratiquement en vigueur des taux d'imposition | (46) | (18) |
| Divers | (11) | (4) |
| | (24) | 3 |
| Provision pour impôts sur les bénéfices | 66 | 389 |
| Taux réel d'imposition | 30,3% | 44,3% |

Les composantes importantes de la provision pour charge d'impôts sont présentées dans le tableau suivant :

| *(en millions de dollars)* | 2001 | Retraité *(notes 2 et 15)* 2000 |
|---|---|---|
| Charge d'impôts actuelle (recouvrement) | (65) | 310 |
| Charge d'impôts future (économies) : | | |
| Modification des écarts temporaires | 177 | 97 |
| Modifications pratiquement en vigueur des taux d'imposition | (46) | (18) |
| Provision pour impôts sur les bénéfices | 66 | 389 |

Les impôts sur les bénéfices payés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 se sont établis à 207 millions de dollars (136 millions de dollars en 2000).

Les incidences fiscales des écarts temporaires donnant lieu à des actifs d'impôts futurs et des passifs d'impôts futurs sont présentées dans le tableau suivant :

| *(en millions de dollars)* | 2001 | Retraite *(notes 2 et 15)* 2000 |
|---|---|---|
| Actifs d'impôts futurs : | | |
| Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires | 1 388 | 1 552 |
| Autres passifs | 297 | 358 |
| | 1 685 | 1 910 |
| Passifs d'impôts futurs : | | |
| Immobilisations | 1 393 | 1 608 |
| Fonds pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires | 364 | 278 |
| Autres actifs | 207 | 172 |
| | 1 964 | 2 058 |
| Passifs d'impôts futurs nets | 279 | 148 |

## 4. Espèces Et Quasi-Espèces Et Placements À Court Terme

Les espèces et quasi-espèces au 31 décembre 2001 comprennent l'argent en dépôt de néant (dette bancaire de 51 millions de dollars en 2000) et des quasi-espèces de néant (616 millions de dollars en 2000). Les placements à court terme totalisaient 39 millions de dollars au 31 décembre 2001 (335 millions de dollars en 2000). Le rendement obtenu des placements à court terme en cours au 31 décembre 2001 s'établissait à 3,75 % (de 5,55 % à 5,96 % en 2000).

## 5. Immobilisations Et Amortissement

La dotation aux amortissements se compose de ce qui suit :

| *(en millions de dollars)* | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Amortissement | 576 | 540 |
| Revalorisation (taux de 5,75 %) | 198 | 202 |
| Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires | 34 | 21 |
| Frais d'enlèvement d'immobilisations | 2 | 1 |
| | 810 | 764 |

Les immobilisations se composent de ce qui suit :

| *(en millions de dollars)* | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Immobilisations corporelles | | |
| Centrales | 12 738 | 12 361 |
| Autres immobilisations | 770 | 706 |
| Construction en cours | 952 | 775 |
| | 14 460 | 13 842 |
| Moins : amortissement cumulé | | |
| Centrales | 1 227 | 744 |
| Autres immobilisations | 252 | 166 |
| | 1 479 | 910 |
| | 12 981 | 12 932 |

L'intérêt capitalisé à 6 % (6 % en 2000) pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2001 s'est élevé à 29 millions de dollars (19 millions de dollars en 2000).

## 6. Enlèvement D'immobilisations Et Gestion Des Déchets Nucléaires

Les déchets nucléaires provenant des centrales nucléaires de OPG sont constitués de faisceaux de combustible nucléaire radioactifs et de déchets radioactifs de faible activité et d'activité moyenne. De plus, certains éléments des centrales deviennent contaminés au fil du temps, ce qui nécessite le démantèlement complet et le déclassement sûr de chaque centrale nucléaire. OPG a également l'obligation de déclasser ses installations non nucléaires.

Le passif net pour l'enlèvement d'immobilisations et la gestion des déchets nucléaires fondé sur la valeur actualisée consiste en ce qui suit :

| *(en millions de dollars)* | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Passif pour gestion des déchets nucléaires | 4 814 | 4 561 |
| Passif pour enlèvement d'immobilisations nucléaires | 2 556 | 2 417 |
| | 7 370 | 6 978 |
| Passif pour enlèvement d'immobilisations non nucléaires | 127 | 126 |
| | 7 497 | 7 104 |
| Moins : produits à recevoir de la province de l'Ontario | 2 773 | 2 622 |
| Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires | 4 724 | 4 482 |

La comptabilisation des charges pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires exige le recours à des hypothèses importantes pour leur calcul, puisque ces programmes se déroulent sur plusieurs décennies. Le déclassement des centrales exige des estimations de flux de trésorerie jusqu'en 2071. Le taux d'intérêt utilisé pour calculer la valeur actualisée des passifs ci-dessus au 31 décembre 2001 était de 5,75 % (5,75 % en 2000) et les taux d'accroissement des coûts variaient de 2 % à 3 % (2 % à 3 % en 2000). En vertu des conditions du contrat de location avec Bruce Power L.P. (« Bruce Power »), OPG a toujours la responsabilité des immobilisations nucléaires et des passifs pour gestion des déchets nucléaires se rapportant aux centrales nucléaires Bruce.

Des hypothèses importantes sous-tendant plusieurs facteurs techniques et d'exploitation sont également utilisées pour le calcul des charges à payer et font l'objet d'examens périodiques. Des modifications de ces hypothèses, ainsi que des hypothèses touchant la synchronisation des programmes ou les technologies utilisées, pourraient avoir des répercussions importantes sur la valeur totale des charges à payer. Il existe un certain risque entourant la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent évoluer à la hausse ou à la baisse, compte tenu de la durée prolongée des programmes et de l'évolution rapide de la technologie appelée à être utilisée dans la gestion des déchets nucléaires.

### *Passif au titre des coûts de gestion des déchets nucléaires*

Le passif au titre des coûts de gestion des déchets nucléaires représente les coûts de gestion des faisceaux de combustible nucléaire épuisé hautement radioactif de même que les coûts de gestion des déchets nucléaires radioactifs à faible activité et d'activité moyenne. Les hypothèses actuelles utilisées pour l'établissement des coûts à payer pour le combustible épuisé incluent : la gestion à long terme des faisceaux de combustible nucléaire épuisé par le stockage en couches géologiques profondes; la mise en service prévue en 2025 d'installations de stockage de combustible nucléaire épuisé; et une distance moyenne de transport de 1 000 kilomètres entre les centrales nucléaires et les installations de stockage. Des solutions de rechange au procédé d'enfouissement pourraient être techniquement possibles et seront examinées. L'augmentation des coûts à payer pour le combustible nucléaire épuisé de l'exercice est imputée aux charges de combustible.

Les charges pour la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne comprennent les coûts de la gestion de ces déchets dans le cadre de l'exploitation des centrales nucléaires, la gestion intermédiaire des déchets, ainsi que les coûts de leur élimination définitive à long terme. Les hypothèses actuelles utilisées pour l'établissement des coûts à payer lié aux déchets nucléaires de faible activité et d'activité moyenne incluent : la mise en service en 2015 d'installations d'élimination des déchets de faible activité; le costockage d'une partie des déchets de faible activité et d'une partie de déchets d'activité moyenne dans une même installation à partir de 2015; le costockage du reste des déchets d'activité moyenne et de combustible épuisé à partir de 2034. L'augmentation des coûts à payer pour les déchets nucléaires de faible activité et d'activité moyenne de l'exercice est imputée à l'amortissement.

### *Passif pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires*

Les coûts à payer pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires comprennent les coûts du déclassement des centrales nucléaires au terme de leur durée de vie utile. Les hypothèses importantes utilisées pour l'estimation des coûts futurs d'enlèvement des immobilisations nucléaires incluent : le déclassement des centrales nucléaires pendant la période de 2028 à 2058 selon un calendrier de démantèlement reporté (les réacteurs demeureront à l'arrêt sûr pendant les 30 ans précédant le démantèlement) et la distance moyenne de transport de 1 000 kilomètres entre les centrales nucléaires et les installations de stockage.

### *Passif pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires*

Les coûts à payer pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires comprennent principalement les coûts de déclassement des centrales à combustible fossile et des installations générant de l'eau lourde au terme de leur durée de vie utile. L'hypothèse importante utilisée pour l'estimation des coûts futurs d'enlèvement des centrales à combustible fossile est fondée sur la date probable de cette mise hors service, soit de 2005 à 2025.

OPG ne constitue pas de provision pour les frais d'enlèvement des centrales hydroélectriques, les coûts pour ce type d'installation ne pouvant faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné la longue durée de vie utile de ces centrales. Compte tenu des efforts déployés pour l'entretien ou la reconstruction, on suppose que des ouvrages de régularisation des eaux seront nécessaires dans un avenir prévisible.

### *Produits à recevoir de la province de l'Ontario pour la gestion des déchets nucléaires*

Le 1er avril 1999, la Province s'est engagée envers le financement par la Province, ou par son mandataire, de certaines charges de gestion des déchets nucléaires et d'enlèvement d'immobilisations engagées avant le 1er avril 1999. Les charges admissibles sont actuellement en voie d'être définies avec la Province. Les produits à recevoir de la Province, d'un montant de 2 773 millions de dollars, représentent l'engagement de 2 622 millions de dollars au 1er janvier 2001, ainsi que 151 millions de dollars en intérêts courus pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2001 au taux de 5,75 % (5,75 % en 2000). Le taux d'intérêt fait actuellement l'objet de négociations avec la Province et pourrait changer. On ne prévoit pas d'écart important du solde du passif découlant du taux d'intérêt définitif.

### *Fonds distincts et rôle des parties externes*

OPG contribue aux fonds distincts constitués pour couvrir les charges non financées liées à l'enlèvement des immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. OPG a l'intention de confier ces fonds à un dépositaire à l'extérieur de la société et de les utiliser exclusivement pour la gestion des déchets nucléaires et l'enlèvement des immobilisations nucléaires.

En avril 2001, le ministère des Ressources naturelles du Canada a déposé un projet de loi sur les déchets de combustible nucléaire qui exigerait que les propriétaires de tels déchets au Canada mettent sur pied, comme entité juridique distincte, une société de gestion des déchets nucléaires et créent un fonds pour financer les charges relatives aux déchets de combustible nucléaire. La société de gestion des déchets nucléaires proposera des solutions de gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire et recommandera la méthode à adopter. Ses responsabilités comprendront l'approbation périodique par le gouvernement fédéral des plans de gestion. De plus, cet organisme établira les responsabilités financières qui incombent à chacun des propriétaires de déchets de combustible nucléaire. L'approbation du projet de loi est prévue pour 2002.

Outre le fonds constitué par l'entremise de la société de gestion des déchets nucléaires pour gérer les déchets de combustible nucléaire, OPG maintiendra des fonds distincts en vue de l'élimination des autres déchets nucléaires et de l'enlèvement des immobilisations nucléaires. Tant que l'aspect juridique des fonds distincts n'aura pas été défini, OPG continuera de mettre de côté ces fonds à l'intérieur de la société et gérera leur investissement et leur croissance séparément de ses autres liquidités. L'apport aux fonds distincts s'élèvera à environ 400 millions de dollars par année. OPG prévoit ajouter à ces fonds pendant la durée de vie restante estimative de ses centrales nucléaires.

Le fonds constitué pour l'enlèvement d'immobilisations et la gestion des déchets nucléaires se compose de ce qui suit :

| *(en millions de dollars)* | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Fonds pour l'enlèvement des immobilisations nucléaires | 491 | 462 |
| Fonds pour la gestion des déchets nucléaires | 717 | 319 |
| | 1 208 | 781 |

Le fonds distinct inclut l'intérêt gagné de 57 millions de dollars (39 millions de dollars en 2000) pendant 2001.

### *Convention sur des fonds affectés aux immobilisations et déchets*

OPG et les hauts fonctionnaires du ministère des Finances de l'Ontario sont parvenus à une entente quant aux principes directeurs d'une convention sur l'établissement, le financement et la gestion de fonds distincts suffisants pour acquitter les frais de déclassement des centrales nucléaires et de gestion de déchets nucléaires à long terme. OPG serait tenue de verser aux fonds distincts nucléaires pendant la durée de vie restante estimative de la centrale nucléaire une contribution qui, ajoutée au revenu gagné et à une contribution de SFIÉO, couvrirait les coûts admissibles estimés en date du 1er avril 1999. La Province ou son mandataire limiteraient le risque financier de OPG face aux augmentations de certains des coûts de gestion des déchets nucléaires

si la valeur actualisée de ces coûts dépassait certains seuils. Pour mettre en œuvre ces principes, il faudra toutefois négocier une convention définitive et obtenir les autorisations nécessaires de la Province, y compris des décrets ministériels.

Dans le cadre de la convention proposée, la Province ou son mandataire fourniraient à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN »), comme l'exige la Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires, une garantie que seront constitués les fonds nécessaires pour acquitter la totalité des obligations de déclassement des centrales nucléaires et la gestion des déchets nucléaires. Cette garantie se rapporte à la partie du passif qui n'est pas financée par les fonds distincts internes de OPG ou par la Province au titre des produits à recevoir à ce jour. En retour, OPG paiera à la Province des frais de 0,5 % de la valeur de cette garantie. On prévoit l'entrée en vigueur de cette garantie en 2002, une fois la convention proposée définitive.

## 7. Dette À Long Terme

La dette à long terme se compose de ce qui suit :

| *(en millions de dollars)* | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Effets à payer à SFIÉO | 3 200 | 3 400 |
| Obligations liées au contrat de location-acquisition | 20 | 23 |
| | 3 220 | 3 423 |
| Moins : les éléments échéant à moins d'un an | | |
| Effets de premier rang à payer à SFIÉO | 200 | 200 |
| Obligations liées au contrat de location-acquisition | 5 | 4 |
| | 205 | 204 |
| Dette à long terme | 3 015 | 3 219 |

Détails des effets à long terme de OPG en cours au 31 décembre 2001 :

| | | Capital en cours ($ CA) | | |
|---|---|---|---|---|
| Échéance | Taux d'intérêt (%) | Effets de premier rang | Effets subordonnés | Total |
| 2002 | 5,44 | 200 | - | 200 |
| 2003 | 5,49 | 200 | - | 200 |
| 2004 | 5,62 | 300 | - | 300 |
| 2005 | 5,71 | 300 | - | 300 |
| 2006 | 5,78 | 300 | - | 300 |
| 2007 | 5,85 | 400 | - | 400 |
| 2008 | 5,90 | 400 | - | 400 |
| 2009 | 6,01 | 350 | - | 350 |
| 2010 | 6,60 | - | 375 | 375 |
| 2011 | 6,65 | - | 375 | 375 |
| | | 2 450 | 750 | 3 200 |

Les effets de premier rang confèrent à leurs porteurs le droit de recevoir le paiement complet des montants dus à leur égard, avant les porteurs des effets subordonnés.

Les intérêts versés pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2001 se sont élevés à 202 millions de dollars (206 millions de dollars en 2000), dont 199 millions de dollars se rapportent à l'intérêt payé sur la dette à long terme en 2001 (202 millions de dollars en 2000).

## 8. Facilités De Crédit À Court Terme

OPG détient une facilité de crédit de 600 millions de dollars auprès de certaines banques à charte canadiennes (« convention de crédit bancaire ») pour financer le fonds de roulement et à des fins générales pour l'entreprise. Les montants prélevés sur cette facilité de crédit peuvent être en dollars canadiens ou américains à des taux variables, fondés sur certains taux de référence, dont le taux préférentiel, le taux d'acceptation bancaire et le TIOL. Cette facilité est renouvelable en mars 2002.

OPG a instauré un programme de papier commercial (« PC ») en 2000. Dans le cadre de ce programme, OPG a le pouvoir d'émettre des billets à court terme à concurrence d'un montant en capital en cours de 600 millions de dollars en dollars canadiens ou de l'équivalent en dollars américains. Les billets émis dans le cadre du programme de PC sont garantis par la convention de crédit bancaire. Au 31 décembre 2001, il n'y avait aucun billet à court terme en circulation en vertu du programme de PC (150 millions de dollars en 2000; le taux de rendement ayant varié de 5,81 % à 5,89 %).

## 9. Juste Valeur Des Instruments Financiers, Risque De Crédit Et Instruments De Gestion Des Risques

### *Juste valeur*

La valeur comptable des espèces et quasi-espèces, des placements à court terme, des débiteurs, des créditeurs et charges à payer, des effets à court terme à payer et de la tranche à moins d'un an de la dette à long terme se rapproche de leur juste valeur en raison de l'échéance immédiate ou à court terme de ces instruments financiers. La juste valeur des autres instruments financiers a été estimée en fonction du cours du marché d'instruments semblables ou réels, le cas échéant. La valeur comptable et la juste valeur de ces autres instruments financiers sont comme suit :

| *(en millions de dollars)* | 2001 | | 2000 | |
|---|---|---|---|---|
| | Valeur comptable | Juste Valeur | Valeur comptable | Juste Valeur |
| **Actifs financiers** | | | | |
| Fonds pour l'enlèvement d'immobilisations et la gestion des déchets nucléaires | 1 208 | 1 263 | 781 | 803 |
| Effet à long terme à recevoir | 225 | 268 | - | - |
| Débiteurs à long terme et autres actifs | 65 | 65 | 52 | 52 |
| **Passifs financiers** | | | | |
| Dette à long terme et tranche à long terme du contrat de location-acquisition | 3 015 | 2 982 | 3 219 | 3 188 |
| Créditeurs à long terme et charges à payer | 336 | 346 | 298 | 298 |

### *Risque de crédit*

OPG gère le risque de crédit de contrepartie en surveillant les contreparties dont la cote de solvabilité est faible et en limitant son exposition à celles-ci, en évaluant de manière intégrée le risque de crédit de ses contreparties et en effectuant des examens périodiques de leur solvabilité, en obtenant entre autres une garantie de crédit pour toutes les opérations au delà des limites approuvées.

Les diverses contreparties de OPG sur le marché de l'Ontario et les marchés interconnectés, sont des entreprises industrielles ou commerciales ou des services publics d'électricité. La clientèle de OPG provient principalement du marché de l'Ontario, où le risque de crédit est minimisé par une combinaison de politiques établies par OPG et de règles transitoires du marché. OPG s'associe à des contreparties, principalement par l'entremise d'entités ayant une cote de solvabilité élevée et par l'amélioration des termes de crédit, pour des contrats à terme et autres contrats dérivés. Du total du crédit octroyé en 2001, environ 72 % (72 % en 2000) avait trait à des sociétés municipales de services publics.

*Instruments de gestion des risques*

Les opérations d'achat et de vente de OPG effectuées en dollars américains s'accompagnent du risque que son bénéfice et ses flux de trésorerie souffrent des fluctuations du taux de change. Afin de réduire le risque face aux fluctuations du dollar canadien, OPG conclut des ententes de couverture pour les opérations d'achat et de vente prévues par le truchement d'instruments de gestion des risques, tels que les contrats de change à terme. La valeur comptable de 4 millions de dollars des contrats de change à terme se rapproche de la juste valeur au 31 décembre 2001 (néant en 2000). Le taux de change fixe moyen pondéré des contrats en cours au 31 décembre 2001 était de 0,6373 $ US pour chaque dollar canadien.

En 2002, OPG sera exposée aux fluctuations du prix de l'électricité résultant du marché libre de l'électricité au comptant en Ontario. Pour couvrir le risque du prix des marchandises associé aux variations du prix de l'électricité au moment de l'ouverture du marché à la concurrence en mai 2002, OPG a conclu divers contrats de vente d'électricité avec ses clients en 2001. Au 31 décembre 2001, OPG détient des contrats de vente d'électricité assortis d'échéance variant entre un et cinq ans et un volume nominal total dans le cadre de contrats de 14,3 TWh. Selon la meilleure estimation de la courbe des prix futurs de l'électricité établie par la direction, la juste valeur (valeur du contrat comparée à la meilleure estimation de la courbe des prix à terme établie par la direction) des contrats d'électricité n'est pas importante.

En outre, OPG est tenue de prévoir un allégement du prix transitoire à certaines grandes sociétés d'énergie, d'après la consommation et le prix moyen payé par chaque client pendant la période de référence s'échelonnant du 1er juillet 1999 au 30 juin 2000. Le volume anticipé maximal sujet à l'allégement est d'environ 5,4 TWh pendant la première année qui suit l'ouverture du marché, 3,6 TWh au cours de la deuxième année et 1,8 TWh pendant la troisième et la quatrième année. La durée maximale du programme est de quatre ans bien qu'il puisse prendre fin après deux ans si certains objectifs de cession de contrôle sont atteints. La perte non matérialisée totale de ces contrats d'électricité, selon la meilleure estimation de la courbe des prix à terme établis par la direction et une durée maximale de quatre ans, se situe entre 250 millions de dollars et 300 millions de dollars. Les contrats n'ont pas encore été conclus et peuvent faire l'objet de négociation.

La juste valeur des instruments financiers dérivés de change de OPG au 31 décembre 2001 était fondée sur les cours à terme. Les prix à terme du marché de l'électricité en Ontario après l'ouverture du marché ne sont pas publiquement connus. OPG tient compte de divers facteurs pour estimer les prix à terme, y compris les prix du marché et la volabilité des prix des marchés de l'électricité avoisinants, les prix du combustible et d'autres facteurs.

## 10. Actions Ordinaires

Les actions ordinaires émises et en circulation de OPG aux 31 décembre 2001 et 2000 se composent de 256 300 010 actions ordinaires dont la valeur comptable est de 5 126 millions de dollars. OPG est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

## 11. Opérations Entre Apparentés

Les apparentés comprennent la province de l'Ontario, les autres sociétés remplaçantes de Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. (« Hydro One »), la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (« SIGMÉ »), SFIÉO et la corporation de retraite des services d'électricité de l'Ontario (« CRSEO »), qui gérait antérieurement la caisse de retraite au nom de OPG. OPG conclut aussi des opérations entre apparentés avec ses coentreprises et les entreprises dans lesquelles elle a une participation et sur lesquelles elle exerce une influence notable. Les opérations entre OPG et les apparentés se déroulent dans le cours normal des affaires et à des conditions commerciales normales. Les opérations se résument comme suit :

| *(en millions de dollars)* | 2001 | | 2000 | |
|---|---|---|---|---|
| | Produits | Charges | Produits | Charges |
| Hydro One | | | | |
| Ventes d'électricité | 1 146 | - | 867 | - |
| Services | 8 | 36 | 16 | 92 |
| Province de l'Ontario | | | | |
| Frais sur les revenus bruts/redevance d'utilisation d'énergie hydraulique | - | 109 | - | 117 |
| SFIÉO | | | | |
| Frais sur les revenus bruts /impôt foncier | - | 194 | - | 261 |
| SIGMÉ - services connexes | 102 | 2 | 102 | - |
| Coentreprises | | | | |
| Services | 9 | 42 | - | - |
| Systèmes | - | 12 | - | - |
| CRSEO - services | 6 | - | 16 | - |
| | 1 271 | 395 | 1 001 | 470 |

Au 31 décembre 2001, les débiteurs comportaient 131 millions de dollars (93 millions de dollars en 2000) à recevoir de Hydro One, 9 millions de dollars (9 millions de dollars en 2000) à recevoir de SIGMÉ, 2 millions de dollars (néant en 2000) à recevoir de coentreprises et 1 million de dollars (2 millions de dollars en 2000) à recevoir de CRSEO. Les créditeurs et les charges à payer au 31 décembre 2001 incluaient 3 millions de dollars (15 millions de dollars en 2000) à payer à Hydro One, 2 millions de dollars (néant en 2000) à payer à SIGMÉ, 1 million de dollars (néant en 2000) à payer à des coentreprises et 1 million de dollars (2 millions de dollars en 2000) à payer à CRSEO.

## 12. Recherche Et Développement

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001, des frais de recherche et développement de 39 millions de dollars (39 millions de dollars en 2000) ont été imputés aux résultats. Des frais de développement de 3 millions de dollars ont été capitalisés (6 millions de dollars en 2000).

## 13. Information Sectorielle

OPG est une entreprise productrice d'électricité en Ontario œuvrant dans un seul secteur. La grande majorité des ventes sont effectuées au Canada. Les ventes d'électricité aux États-Unis ont représenté 195 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 (273 millions de dollars en 2000). Les ventes à deux clients ont représenté 31 % du total des produits pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 (31 % en 2000) et 31 % des débiteurs au 31 décembre 2001 (26 % en 2000).

## 14. Éventualités Et Engagements

### *Requête en révision judiciaire*

En mai 1999, une requête a été déposée par l'Association des contribuables du district et de Inverhuron (« ACDI ») à la Section de première instance de la Cour fédérale demandant une révision judiciaire des décisions du ministre fédéral de l'Environnement, du ministre fédéral des Pêches et des Océans et de la CCSN relativement au projet d'installation de stockage à sec de combustible épuisé provenant de Bruce. Cette requête visait à renverser les décisions en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (« LCEE ») donnant le feu vert au projet. La requête demandait également le renvoi du dossier devant une commission d'examen ou un médiateur.

En mai 2000, la Cour fédérale a rejeté la requête, et l'ACDI en a appelé de la décision. La Cour fédérale d'appel a entendu l'appel en mai 2001 et a rendu sa décision en juin 2001. L'ensemble de la Cour fédérale d'appel a confirmé le rejet de la requête de l'ACDI. En septembre 2001, OPG a reçu signification que l'ACDI avait déposé une requête en autorisation pour appeler du jugement auprès de la Cour suprême à la fin de l'hiver ou au début du printemps 2002. Tant que la décision n'est pas rendue, OPG ne peut déterminer avec certitude l'effet de cette requête sur ses activités, ses résultats d'exploitation, sa situation financière ou ses perspectives d'avenir.

### *Environnement*

OPG a hérité des obligations environnementales de Ontario Hydro. Conséquemment, une provision de 76 millions de dollars a été établie au 1er avril 1999 pour faire face à ces obligations. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2001, des charges de 3 millions de dollars (3 millions de dollars en 2000) ont été déduites de cette provision.

Les activités courantes sont également soumises à la réglementation fédérale, provinciale et locale en matière de qualité de l'air, des sols et des eaux et d'autres questions environnementales. Le coût des obligations correspondantes est assumé dans le cours normal des activités. La direction estime avoir établi une provision suffisante dans les états financiers pour respecter les obligations environnementales liées aux activités actuelles de OPG.

OPG s'est engagée à investir environ 285 millions de dollars pour intégrer la technologie de réduction sélective catalytique à deux unités des centrales à combustible fossile Nanticoke et Lambton. La réduction sélective catalytique commencera d'ici la fin de 2003 et réduira de 80 % les émissions d'oxyde d'azote provenant des quatre unités.

### *Convention de conversion énergétique*

Brighton Beach Power L.P. (« Brighton Beach »), société formée par OPG et ATCO Power Ltd. (« ATCO »), a signé une convention de conversion énergétique avec Coral Energy Canada Inc. (« Coral »). En vertu de cette convention, Brighton Beach construira une centrale à cycles combinés de 580 mégawatts alimentée au gaz naturel, dont elle sera le propriétaire, à Windsor, en Ontario. Coral livrera le gaz naturel à la centrale et possèdera, commercialisera et négociera toute la production d'électricité. La convention de conversion énergétique vient à échéance dans 20 ans.

### *Conventions d'approvisionnement en combustible*

OPG a conclu des conventions fermes d'approvisionnement en combustible, dont certaines s'étendent au delà de 2002. Les obligations futures de 2 334 millions de dollars (1 464 millions de dollars en 2000) en vertu de ces conventions pour les cinq prochains exercices et ultérieurement se présentent comme suit :

| *(en millions de dollars)* | |
|---|---|
| Échéant en : | |
| 2002 | 1 005 |
| 2003 | 560 |
| 2004 | 340 |
| 2005 | 138 |
| 2006 | 122 |
| 2007 et ultérieurement | 169 |
| Total | 2 334 |

## 15. Avantages Sociaux

Les avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG comprennent les régimes de retraite, l'assurance-vie collective, les soins de santé, les prestations en cas d'invalidité prolongée et les indemnités pour accident du travail. Les obligations contractées en vertu des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les rajustements provenant de modifications des régimes, les modifications des hypothèses et les gains ou pertes actuariels.

OPG a apporté des modifications aux régimes d'avantages sociaux en 2001 et 2000, ce qui a entraîné des obligations au titre des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi pour les services passés.

### *Compression et règlements en 2001*

OPG a approuvé un plan de restructuration qui comprend une réduction de l'effectif de l'ordre de 2 000 employés donnant lieu à une compression des droits aux prestations de retraite et aux avantages postérieurs à l'emploi. La perte totale de compression de 27 millions de dollars a été constatée dans les activités de restructuration de l'exercice terminé le 31 décembre 2001.

En mai 2001, OPG a conclu un contrat de location-exploitation avec Bruce Power qui comprenait la mutation d'environ 3 000 employés. Cette mutation s'est traduite par la compression et le règlement des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi.

### *Régime de retraite*

Le régime de retraite est un régime contributif à prestations déterminées couvrant tous les employés permanents. Le régime de retraite de OPG a été instauré le 31 décembre 1999. En 2001, le transfert des actifs de régimes de retraite qui étaient détenus antérieurement par SFIEO a été approuvé par la Commission des services financiers de l'Ontario en vertu de la Loi sur les régimes de retraite (Ontario). Par la suite, les actifs de régimes de retraite ont été transférés au régime de retraite de OPG.

Les actifs de la caisse de retraite se composent essentiellement de titres de capitaux propres négociables et de titres de créance de gouvernements et de sociétés, choisis par des conseillers professionnels en placement. La caisse n'investit pas dans les capitaux propres ou les titres de créance de OPG.

Les renseignements sur le régime de retraite de OPG se présentent comme suit :

| *(en millions de dollars)* | 2001 | Retraite 2000 |
|---|---|---|
| **Hypothèses du régime de retraite** | | |
| Rendement prévu des actifs du régime | 7,75% | 7,75% |
| Taux utilisé pour actualiser les prestations de retraite futures | 6,75% | 6,75% |
| Taux d'indexation de la grille salariale | 3,25% | 3,25% |
| Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'aux prestations | 2,50% | 2,50% |
| Durée résiduelle moyenne d'activité des salariés actifs (en années) | 11 | 11 |
| **Variation d'actifs du régime de retraite** | | |
| Juste valeur des actifs du régime au début de l'exercice | 7 642 | 7 274 |
| Cotisations des salariés | 20 | 33 |
| Rendement réel des actifs du régime | (11) | 527 |
| Règlements | (1 080) | - |
| Versements de prestations | (219) | (181) |
| Charge d'administration | (10) | (11) |
| Juste valeur des actifs du régime à la fin de l'exercice | 6 342 | 7 642 |
| **Variation des obligations projetées au titre des prestations** | | |
| Obligations projetées au début de l'exercice | 6 216 | 5 174 |
| Coût des services rendus au cours de l'exercice | 192 | 187 |
| Coût des services passés | 87 | 189 |
| Intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées | 393 | 389 |
| Perte de compression | 80 | - |
| Gain de règlement | (896) | - |
| Versements de prestations | (219) | (181) |
| Perte actuarielle nette | 142 | 458 |
| Obligations projetées au titre des prestations à la fin de l'exercice | 5 995 | 6 216 |
| **Excédent du régime de retraite** | 347 | 1 426 |

| (en millions de dollars) | 2001 | Retraite 2000 |
|---|---|---|
| **Rapprochement de l'excédent du régime** | | |
| Excédent du régime de retraite | 347 | 1 426 |
| Gain actuariel net non amorti | (199) | (1 116) |
| Coût non amorti au titre des services passés | 182 | 172 |
| Actif reporté du régime de retraite | 330 | 482 |
| **Composante de la charge de retraite** | | |
| Coût des services rendus au cours de l'exercice | 172 | 154 |
| Intérêts sur les obligations projetées au titre des prestations | 393 | 389 |
| Rendement prévu des actifs du régime | (523) | (504) |
| Perte de compression | 25 | - |
| Perte de règlement | 8 | - |
| Amortissement des coûts des services passés | 19 | 17 |
| Amortissement du gain actuariel net | (27) | (37) |
| Charge de retraite | 67 | 19 |

### *Autres avantages postérieurs à l'emploi*

En 2001, une évaluation de l'historique des demandes de prestations liées aux avantages postérieurs à l'emploi de OPG a occasionné une révision des charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des obligations au titre des prestations des avantages postérieurs à l'emploi en 2000 de 32 millions de dollars, une hausse de 90 millions de dollars de la perte actuarielle nette non amortie et une diminution de 20 millions de dollars des bénéfices non répartis pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000. La révision a été constatée de façon rétroactive au 1er janvier 2000.

L'augmentation annuelle à long terme du coût par participant des principaux avantages va de 2,5 % à 4,5 % (2,5 % à 4,5 % en 2000), selon la nature de l'avantage. Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la valeur actuarielle des obligations au titre des avantages postérieurs à l'emploi se situe entre 6,25 % et 6,75 % au 31 décembre 2001 (entre 6,25 % et 7,00 % en 2000).

Les renseignements sur les avantages postérieurs à l'emploi de OPG figurent ci-dessous :

| (en millions de dollars) | 2001 | Retraite 2000 |
|---|---|---|
| **Variation des obligations projetées au titre des prestations du régime d'avantages postérieurs à l'emploi** | | |
| Obligations projetées au titre des prestations du régime d'avantages postérieurs à l'emploi au début de l'exercice | 1 207 | 828 |
| Coût des services rendus au cours de l'exercice | 51 | 43 |
| Intérêts sur les obligations projetées au titre des prestations | 82 | 78 |
| Versements de prestations | (56) | (49) |
| Gain de compression | (1) | - |
| Gain de règlement | (138) | - |
| Perte actuarielle nette | 91 | 264 |
| Coût des services passés | 11 | 43 |
| Obligations projetées au titre des prestations du régime d'avantages postérieurs à l'emploi à la fin de l'exercice | 1 247 | 1 207 |

| (en millions de dollars) | 2001 | Retraite 2000 |
|---|---|---|
| **Rapprochement des obligations au titre des prestations du régime d'avantages postérieurs à l'emploi** | | |
| Obligations au titre des prestations constituées du régime d'avantages postérieurs à l'emploi au début de l'exercice | | |
| Obligation à long terme | 924 | 1 032 |
| Obligation à court terme | 126 | 46 |
| Perte actuarielle nette non amortie | 160 | 90 |
| UCoût non amorti des services passés | 37 | 39 |
| Obligations projetées au titre des prestations du régime d'avantages postérieurs à l'emploi à la fin de l'exercice | 1 247 | 1 207 |
| **Composantes de la charge relative aux avantages postérieurs à l'emploi** | | |
| Coût des services rendus au cours de l'exercice | 51 | 43 |
| Intérêts sur les obligations projetées au titre des prestations | 82 | 78 |
| Perte de compression | 6 | - |
| Amortissement de la perte actuarielle nette (du gain actuariel net) | 1 | (1) |
| Amortissement des coûts des services passés | 5 | 4 |
| Charge relative aux avantages postérieurs à l'emploi | 145 | 124 |

## 16. Cession De Contrôle, Coentreprises Et Partenariats

### *Cession du contrôle des stations nucléaires Bruce*

En mai 2001, OPG a signé un contrat de location-exploitation en vertu duquel elle loue ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B à Bruce Power. Dans le cadre du paiement initial, OPG a reçu 370 millions de dollars au comptant et un effet à recevoir de 225 millions de dollars. Conformément aux conditions du contrat, OPG a transféré à Bruce Power des matières, certaines immobilisations, des actifs et des passifs de régime de retraite et des obligations liées aux avantages postérieurs à l'emploi.

### *Stocks et immobilisations*

En vertu du contrat de location-exploitation, OPG a transféré certains stocks de matières et de combustible à Bruce Power en plus de certaines immobilisations. La valeur comptable totale des actifs transférés est de 185 millions de dollars.

### *Actif reporté du régime de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi*

OPG transférera les actifs et les passifs du régime de retraite d'environ 3 000 de ses employés qui ont été mutés à Bruce Power. Bruce Power est également responsable du passif des avantages postérieurs à l'emploi de ces employés. OPG paiera à Bruce Power le passif qui existait à la date de clôture, ou avant, à l'égard des avantages postérieurs à l'emploi sur 72 mois, avec intérêts applicables, le premier paiement devant commencer un an à compter de la date de clôture. L'effet sur l'actif reporté du régime de retraite et la valeur de l'obligation contractée au chapitre des avantages postérieurs à l'emploi seront calculés à l'aide de procédés actuariels qui devraient être terminés pendant le premier trimestre de 2002.

### *Produits reportés*

Les produits reportés ont été comptabilisés de façon à refléter le paiement initial, déduction faite des actifs transférés dans le cadre du contrat de location-exploitation, ainsi que tous les coûts et les rajustements de clôture. La valeur comptable des produits

reportés au 31 décembre 2001 était de 228 millions de dollars. Les produits reportés sont amortis sur la durée initiale du contrat d'environ 18 mois et constatés à titre de produits autres qu'énergétiques.

### *Effet à long terme à recevoir*

Dans le cadre du paiement initial, les 225 millions de dollars sont payables à OPG en deux versements de 112,5 millions de dollars au plus tard quatre ans et six ans après la date de clôture de l'opération. Un taux d'intérêt de 10,5 % est présentement appliqué au paiement initial et augmente progressivement jusqu'à 18 % annuellement. L'intérêt est constaté comme un produit autre qu'énergétique.

### *Charges d'enlèvement des immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires*

En vertu des conditions du contrat de location, OPG conservera la responsabilité de la gestion des déchets nucléaires et de l'enlèvement des immobilisations nucléaires. Outre les produits tirés de la gestion du combustible utilisé, OPG gagnera des produits de service pour la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne.

## 17. Provision Pour Restructuration

### *Cession du contrôle de centrales hydroélectriques et à combustible fossile*

Pour obtenir une licence de production de la Commission de l'énergie de l'Ontario, OPG doit céder le contrôle d'une capacité de tarification de 4 000 MW dans les 42 mois suivant l'ouverture du marché, prévue pour le 1er mai 2002. En 2001, OPG a entrepris de céder le contrôle de quatre centrales à combustible fossile, y compris la centrale Lakeview de 1 140 MW, la centrale Lennox de 2 140 MW, la centrale Thunder Bay de 310 MW et la centrale Atikokan de 215 MW. OPG est actuellement en voie de céder le contrôle de quatre centrales hydroélectriques, représentant une capacité approximative de 500 MW, le long de la rivière Mississagi. Les opérations découlant de ce processus devraient être terminées pendant 2002.

En 2001, OPG a approuvé un plan de restructuration conçu pour améliorer la compétitivité futures de OPG en matière de coûts. Le parachèvement d'importantes activités de cession de contrôle et d'un certain nombre d'initiatives majeures au cours des deux prochaines années nécessite la restructuration de certains secteurs de OPG, qui soutiennent ces activités. Les charges de restructuration portent sur la réduction de l'effectif de l'ordre de 2 000 employés et comprennent les indemnités de cessation d'emploi, les charges de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi.

La provision pour coûts de restructuration comptabilisée pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 s'élevait à 67 millions de dollars. Ce montant se compose des indemnités de cessation d'emploi de 40 millions de dollars, calculées en fonction du départ de 600 employés en 2002, et des coûts de 27 millions de dollars se rapportant à la compression du régime de retraite et du régime d'avantages postérieurs à l'emploi.

## 18. Événements Postérieurs À La Clôture

En 2001, OPG a conclu une entente de dix ans avec Business Transformation Services Inc. (« BTS »), filiale en propriété exclusive de Cap Gemini Ernst & Young, pour former New Horizon System Solutions Inc. (« New Horizon »), qui a aussi acquis les services de technologie de l'information de OPG. L'entente prévoit la mutation de quelque 600 employés à New Horizon, coentreprise détenue à 51 % par BTS et à 49 % par OPG. D'ici mars 2002, OPG prévoit se départir de sa participation dans New Horizon en vendant sa part de 49 % à BTS.

## 19. Chiffres Correspondants

Certains chiffres correspondants de 2000 ont été reclassés et retraités afin qu'ils soient conformes à la présentation des états financiers de 2001.

**JALYNN BENNETT**
*Présidente,*
*Jalynn H. Bennet &*
*Associates Ltd.*

**GRAHAM BROWN**
*Chef de l'exploitation,*
*Ontario Power Generation*

**MARK DEMICHELE**
*Président de conseil et chef*
*de la direction, Urban*
*Realty Partners L.L.C.*

**BILL FARLINGER**
*Président du conseil*
*d'administration, Ontario*
*Power Generation*

**PAUL GODFREY**
*Président et chef de la*
*direction, Toronto Blue Jays*
*Baseball Club*

**DAVID KERR**
*Président et chef de la*
*direction, Noranda Inc.*

**RON OSBORNE**
*Président et chef de la*
*direction, Ontario Power*
*Generation*

**BRIAN ROBBINS**
*Président et chef de la*
*direction, EXCO*
*Technologies Ltd.*

**ARTHUR SAWCHUK**
*Président du conseil*
*d'administration, Société*
*financière Manuvie*

**RICHARD MURRAY THOMSON**
*Président du conseil et chef de*
*la direction à la retraite, La*
*Banque Toronto-Dominion*

**LYNTON WILSON**
*Président du conseil,*
*Corporation Nortel Networks;*
*président du conseil, CAE Inc.*

Le conseil d'administration de Ontario Power Generation se compose de douze administrateurs. Huit de ses membres ne font pas partie de la direction. Le président du conseil d'administration, Bill Farlinger, n'est pas un dirigeant. Ron Osborne, président et chef de la direction, et Graham Brown, chef de l'exploitation, siègent au conseil. Au 31 décembre 2001, un poste était vacant.

Le conseil d'administration, qui a institué quatre comités permanents, est responsable de la stratégie globale et de la direction de la société. Le Conseil tient environ six réunions annuellement. Des réunions supplémentaires peuvent être convoquées au besoin.

### *Comité de vérification*

Le comité de vérification offre des conseils au conseil d'administration et lui soumet des recommandations quant à la présentation de l'information financière, au caractère adéquat des conventions et pratiques comptables conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada; à la pertinence des procédés d'identification et de gestion des risques; à l'intégrité des contrôles internes; aux conventions et pratiques relatives à la déontologie commerciale; à la nomination, au mandat et aux honoraires des vérificateurs externes, et au mandat et programme du vérificateur interne. En outre, le comité de vérification peut exercer une surveillance générale des aspects financiers, en vertu des pouvoirs qui lui sont conférés par le conseil d'administration. Le comité se réunit quatre fois par année. Des réunions supplémentaires peuvent être convoquées au besoin. **Membres :** Richard Thomson (président), Jalynn Bennett, David Kerr, Brian Robbins et Bill Farlinger.

### *Comité des ressources humaines et de régie d'entreprise*

Le comité des ressources humaines et de régie d'entreprise offre des conseils au conseil d'administration et lui soumet des recommandations quant à la nomination, l'évaluation annuelle du rendement et la rémunération du président et chef de la direction; à la planification de la relève; à l'évaluation annuelle de la performance de l'entreprise et à l'attribution des sommes en vertu du programme de primes annuelles de la société; à la stratégie relative au régime de retraite, incluant les modifications, les prestations et la supervision du fonds; et à l'évaluation annuelle et à la rémunération des cadres supérieurs, effectuée par le président et chef de la direction. Le comité est également responsable de la régie du conseil de la société, incluant la recommandation pour nomination au conseil d'administration, la durée du mandat et la composition des comités du conseil de même que toute autre initiative nécessaire au maintien d'une régie d'entreprise exemplaire. Le comité se réunit quatre fois par année. Des réunions supplémentaires peuvent être convoquées au besoin. **Membres :** Lynton Wilson (président), Paul Godfrey, Arthur Sawchuk et Bill Farlinger.

### *Comité de l'environnement, de la santé et de la sécurité*

Le comité de l'environnement, de la santé et de la sécurité offre des conseils au conseil d'administration et lui soumet des recommandations quant aux politiques de l'entreprise en ce qui a trait à l'environnement, la santé et la sécurité; à la progression satisfaisante du respect de la réglementation; à la pertinence des processus d'identification et de gestion des risques environnementaux, de santé et de sécurité et des possibilités d'amélioration constante; aux activités, tendances et faits récents dans les domaines de l'environnement, de la santé et de la sécurité pouvant avoir une incidence marquée sur les activités de OPG, ses actifs et sa réputation; et à la pertinence des mesures assurant un taux acceptable de risque radiologique pour les employés, le public et l'environnement. Le comité se réunit quatre fois par année. Des réunions supplémentaires peuvent être convoquées au besoin. **Membres :** David Kerr (président), Jalynn Bennett, Brian Robbins et Bill Farlinger.

### *Comité d'examen du nucléaire*

Le comité d'examen du nucléaire a le mandat de surveiller le rendement de la Société en matière de nucléaire, particulièrement en ce qui a trait à la sécurité, et avise le conseil d'administration sur les politiques et stratégies destinées à assurer l'exploitation sécuritaire et efficiente des installations nucléaires; sur l'évaluation de l'amélioration constante de la performance en regard des meilleures pratiques du secteur international du nucléaire; sur le respect de la réglementation régissant les installations nucléaires, y compris les engagements envers la Commission canadienne de sûreté nucléaire; et sur la portée des programmes de vérification nucléaires ainsi que sur la nomination de conseillers et d'évaluateurs indépendants. Le comité se réunit quatre fois par année. Des réunions supplémentaires peuvent être convoquées au besoin. **Membres :** Arthur Sawchuk (président), Mark DeMichele, Paul Godfrey, Brian Robbins et Bill Farlinger.

**Bill Farlinger**
*Président du conseil d'administration*

**Ron Osborne**
*Président et chef de la direction*

**Graham Brown**
*Chef de l'exploitation*

**Wayne Bingham**
*Vice-président directeur et chef des finances*

**Bruce Boland**
*Vice-président principal, Solutions clients*

**Giselle Branget**
*Vice-présidente et trésorière*

**Jim Burpee**
*Vice-président principal, Centrale Pickering A*

**Pierre Charlebois**
*Vice-président principal, Services techniques et chef ingénieur en sciences nucléaires*

**Richard Dicerni**
*Vice-président directeur et secrétaire général*

**David Drinkwater**
*Vice-président directeur, Expansion des affaires et affaires juridiques*

**Dominic Iafrate**
*Vice-président principal par intérim, Centrale nucléaire Darlington*

**Adèle Malo**
*Vice-présidente, Affaires juridiques et chef du contentieux*

**Pat McNeil**
*Vice-président principal, Stratégie et soutien nucléaire*

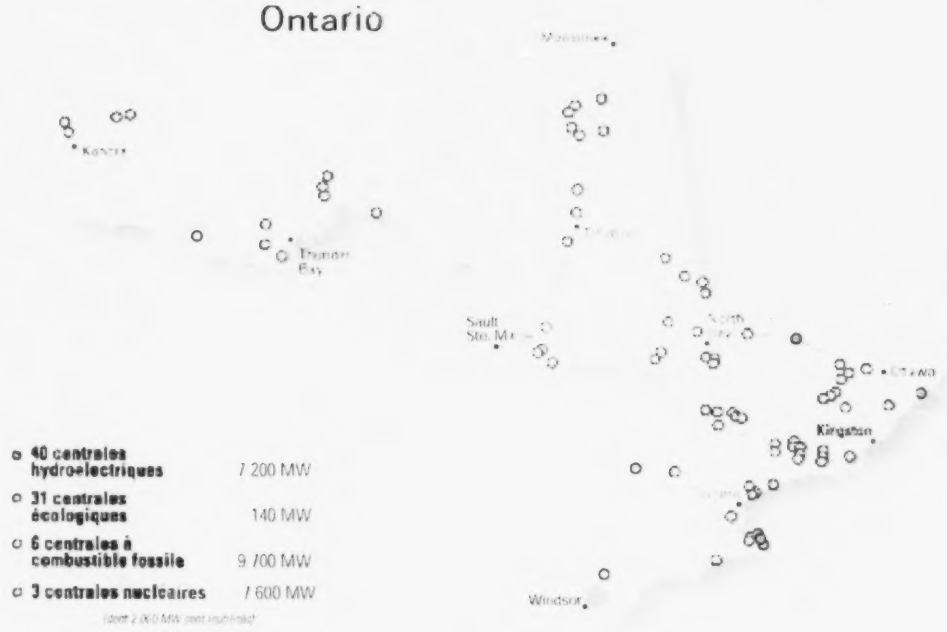
**Snick Meyers**
*Vice-président principal, Négociation et gestion du portefeuille*

**John Murphy**
*Vice-président directeur, Ressources humaines*

**Gene Preston**
*Vice-président directeur et chef du génie nucléaire*

**Bill Robinson**
*Vice-président principal, Centrale Pickering B*

**Jim Twomey**
*Vice-président principal, Production d'électricité*




Les centrales de la rivière Mississagi ont été vendues à Brascan Corporation (sous réserve de la clôture de l'opération)

Centrales à combustible fossile qui feront l'objet d'une cession de contrôle

This annual report is also available in English on our Web site – Ce rapport annuel est également publié en anglais – à **www.opg.com**

Vous pouvez consulter d'autres rapports sur notre site Web, notamment le *Towards Sustainable Development Report* et le *Corporate Citizenship Program Summary Report*. Vous pouvez obtenir des exemplaires de ces rapports en en faisant la demande par téléphone, au (416) 592-2685, ou par courriel à l'adresse kathi.austerberry@opg.com.

Le siège social de Ontario Power Generation Inc. est situé au 700 University Avenue, Toronto, Ontario M5G 1X6; téléphone : (416) 592-2555 ou 1-877-592-2555.